

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)

Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
«Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода»

УДК 622.691.4.053-027.45

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Овчаров Павел Александрович		17.06.2021

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОНД	Рудаченко А.В.	к.т.н.		17.06.2021

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН	Клемашева Е.И.	к.э.н.		14.05.2021

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД	Фех А.И.	—		31.05.2021

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ОНД ИШПР	Брусник О.В.	к.п.н.		17.06.2021

РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ

По основной образовательной программе подготовки бакалавров

По направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК (У)-1, УК(У)-2, УК(У)-3, УК(У)-6, УК(У)-7, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-4, УК(У)-5, УК(У)-8, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
	решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	
Р6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (УК(У)-2, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
Р7	Применять диагностическое оборудование для проведения технического диагностирования объектов ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ОПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.016 "Специалист по диагностике линейной части магистральных газопроводов".</i>
Р8	Выявлять неисправности трубопроводной арматуры, камер пуска и приема внутритрубных устройств, другого оборудования, установленного на ЛЧМГ и ЛЧМН	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.010 "Специалист по транспортировке по трубопроводам газа".</i>
Р9	Владеть методами и средствами для выполнения работ по техническому обслуживанию, ремонту, диагностическому обследованию оборудования, установок и систем НППС	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.055 "Специалист по эксплуатации нефтепродуктоперекачивающей станции магистрального трубопровода нефти и нефтепродуктов".</i>

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП ОНД ИШПР
 _____ Брусник О.В.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ **на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Овчарову Павлу Александровичу

Тема работы:

«Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№ 36-80/с от 05.02.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2021 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<p>Объект исследования: участок магистрального газопровода _____ с условным диаметром _____ мм и протяженностью _____ км</p> <p>Тип трубы - _____</p> <p>Марка стали – _____</p> <p>Рабочее давление - _____</p>
--------------------------	---

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	1. Описание исследуемого объекта, проведение расчета на его прочность; 2. Разработка структурной функции многониточного газопровода; 3. Рассмотрение основных показателей надежности; 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение; 5. Социальная ответственность.
Перечень графического материала	Рисунки: 1. Топографическая характеристика трассы 2. Инженерно – геологическая характеристика трассы 3. Функция работоспособности линейной части однопоточного магистрального газопровода 4. Функция работоспособности линейной части многониточного магистрального газопровода 5. Набор минимальных путей 6. Набор минимальных сечений 7. Классификация способов диагностирования структурных элементов линейной части МГ 8. Методы контроля состояния магистральных газопроводов
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Клемашева Е.И., доцент ОСГН
«Социальная ответственность»	Фех А.И., старший преподаватель ООД
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках: реферат	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.01.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко Александр Валентинович	к.т.н.		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Овчаров Павел Александрович		25.01.2021

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Овчарову Павлу Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оклад руководителя - 33 664 руб. Оклад исполнителя – 21760 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Коэффициент дополнительной заработной платы – 12%; Районный коэффициент – 1,3.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30,2%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Определение целевого рынка и проведение его сегментирования. Выполнение SWOT-анализа проекта
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Составление календарного плана проекта. Определение бюджета НИИ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Определение сравнительной эффективности исследования

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Карта сегментирования рынка
2. Матрица SWOT
3. График проведения НИ

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Овчаров Павел Александрович		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7А	Овчарову Павлу Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»

Тема ВКР:

«Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода»	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	<p>Объект исследования: модельный участок газопровода</p> <p>Область применения: магистральный транспорт природного газа</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Размещение аварийных органов управления ГОСТ 12.2.003—91 2. Критерии и классификация условий труда Р 2.2.2006-05 3. Трудовой кодекс №197-ФЗ (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.04.2014) 4. Оборудование рабочих мест ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности ПБ 08- 624-03 6. Инструкции по технике безопасности предприятия
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>При эксплуатации магистрального газопровода были выявлены следующие <u>вредные факторы</u>:</p> <ul style="list-style-type: none"> – повышенная загазованность воздуха – пониженная температура воздуха рабочей зоны – повышенный уровень шума и вибрации – недостаточная освещенность рабочей зоны <p><u>Опасные факторы</u>:</p> <ul style="list-style-type: none"> – движущиеся подвижные части производственного оборудования – электрический ток – опасный уровень давления в магистральном газопроводе – пожаро- и взрывоопасность

3. Экологическая безопасность:	<ul style="list-style-type: none"> Выбросы природного газа в атмосферу и сжигание отходов Попадание в гидросферу сточных вод и мусора Загрязнение почвы производственными отходами <p>Воздействие на места обитания животных</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>При транспортировке природного газа, чрезвычайные ситуации могут возникнуть в результате стихийного бедствия, иметь социальный или техногенный характер.</p> <p>Перечень возможных чрезвычайных ситуаций (ЧС):</p> <ul style="list-style-type: none"> стихийного характера (лесные пожары, наводнения, ураганные ветры); социального характера (террористический акт); техногенного характера (производственная авария). <p>Наиболее типичными и опасными являются ЧС техногенного характера, такие как: возпламенение масла, взрыв топливного газа, короткое замыкание, разрушение оборудования и агрегатов</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.01.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		25.01.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7А	Овчаров Павел Александрович		25.01.2021

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР)
 Направление подготовки (специальность) 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов транспорта и хранения нефти, газа и продуктов переработки»
 Уровень образования бакалавриат
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ (осенний / весенний семестр 2020/2021 учебного года)

Форма представления работы:

бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.01.2021	<i>Введение</i>	5
26.02.2021	<i>Обзор литературы</i>	20
08.03.2021	<i>Характеристика объекта исследования</i>	5
24.03.2021	<i>Основные методы определения технического состояния трубопроводов</i>	15
29.04.2021	<i>Основные показатели надежности оборудования линейной части магистрального газопровода. Разработка структурной функции многониточного газопровода</i>	20
14.05.2021	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
31.05.2021	<i>Социальная ответственность</i>	10
10.06.2021	<i>Заключение</i>	5
17.06.2021	<i>Презентация</i>	10
	<i>Итого</i>	100

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Рудаченко А.В.	к.т.н.		17.06.2021

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Брусник О.В.	к.п.н.		17.06.2021

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ, НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

Определения

Вмятина: нарушение формы сечения трубы в виде местного плавного изменения формы поверхности, образующегося при действии на наружную поверхность трубопровода сосредоточенной или распределенной нагрузки [СТО Газпром 2-2.3-137-2007, пункт 3.1.1];

Гофр: нарушение формы сечения трубы в результате потери местной устойчивости стенки трубы, когда при изгибе газопровода в сжатой зоне развиваются чрезмерные пластические деформации [СТО Газпром 2-2.3-137-2007, пункт 3.1.6];

Дефект: каждое отдельное несоответствие продукции (труб, сварных соединений) требованиям, установленным нормативной документацией [СТО Газпром 2-2.3-137, пункт 3.1.7];

Коррозионный дефект: дефект, вызванный коррозией металла, из которого изготовлен газопровод [СТО Газпром 2-2.3-112-2007, пункт 3.1];

Трещина: дефект в виде разрыва в металле трубы или сварном соединении [СТО Газпром 2-2.3-137-2007, пункт 3.1.33];

Техническое диагностирование: комплекс работ по определению технического состояния объекта, включающий обследование объекта и выдачу рекомендаций по оценке качества труб, соединительных деталей трубопроводов и сварных соединений;

Аномалия: любое выявленное при проведении внутритрубной дефектоскопии отклонение от нормы (трубы, защищенного покрытия, сварных швов и соединительных деталей), для которого не определены тип или происхождение;

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06				
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06			1	116
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Скребок: внутритрубное диагностическое устройство, предназначенное для очистки внутренней полости газопровода от парафинсодержащих и смолистых отложений, твердых частиц, посторонних предметов со стабильным уровнем качества очистки на всем протяжении очищаемого участка;

Профилемер: внутритрубный инспекционный прибор, предназначенный для измерения внутреннего проходного сечения трубопровода, выявления отводов трубопровода и определения их местоположения;

Магистральный газопровод: технологически неделимый, централизованно управляемый имущественный производственный комплекс, состоящий из взаимосвязанных объектов, являющихся его неотъемлемой технологической частью, предназначенный для транспортировки подготовленной в соответствии с требованиями национальных стандартов продукции (природного газа) от объектов добычи и/или пунктов приема до пунктов сдачи потребителям и передачи в распределительные газопроводы или иной вид транспорта/или хранения [СТО Газпром 2-3.5-454-2010, пункт 3.26].

Сокращения

ВТУ – внутритрубное устройство;

КС – компрессорная станция;

ВТД – внутритрубная дефектоскопия;

ЛПУ – линейно – производственное управление;

ЛЧ – линейная часть;

МГ – магистральный газопровод;

ГТС – газотранспортная система;

ГПА – газоперекачивающий агрегат;

ГРП – газораспределительный пункт;

КЦ – компрессорный цех;

ЛЭС – линейно – эксплуатационная служба;

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						2
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ЕСУОТиПБ – единая система управления охраной труда и промышленной безопасности;

ГРС – газораспределительный пункт;

ОУ – очистное устройство.

Нормативные ссылки

ВРД 39-1.8-055-2002. Типовые технические требования на проектирование КС, ДКС и КС ПХГ.

ГОСТ 12.0.003-74. ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

ГОСТ 12.1.008-76 ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования.

ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация.

ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Защитное заземление, зануление.

ГОСТ 12.2.003-74. Оборудование производственное. Общие требования безопасности

ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Совместимость технических средств электромагнитная. Нормы качества электрической энергии в системах электроснабжения общего назначения.

ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						3
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ГОСТ 20440-75. Установки газотурбинные. Методы испытаний.

ГОСТ 21889-76. Система «Человек-машина». Кресло человека-оператора. Общие эргономические требования.

ГОСТ 29328-92. Установки газотурбинные для привода турбогенераторов. Общие технические условия.

ГОСТ 5542-87. Газы горючие для промышленности и коммунально-бытового назначения. Технические условия.

ГОСТ Р 1.12-2004. Стандартизация в Российской Федерации. Термины и определения.

ГОСТ Р 22.0.01-94. Безопасность в ЧС. Основные положения.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров.

ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения.

ГОСТ Р 51852-2001 (ИСО 3977-1). Установки газотурбинные. Термины и определения.

ГОСТ 12.1.003-2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.

ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

ОНТП 51-1-85. Общесоюзные нормы технологического проектирования. Магистральные трубопроводы.

ПБ 03-576-2003. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						4
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

ПБ 10–115-96. Правила устройства и безопасности эксплуатации сосудов, работающих под давлением.

ППБ 01-03. Правил пожарной безопасности в Российской Федерации.

РД 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда.

РД 51-100-85. Руководство по нормированию выбросов загрязняющих веществ в атмосферу на объектах транспорта и хранения газа.

СанПиН 2.2.1/2.1.1-1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов.

СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий.

СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.

СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование.

СП 2.6.1-758-99. Нормы радиационной безопасности, НРБ-99.

СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение.

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.

СТО Газпром 8-006-2013 Диспетчерское управление. Инструменты диспетчерского управления. Нормативно-справочная информация диспетчерского управления. Общие требования.

Федеральный закон от 27.12.2002 г. №184-ФЗ. «О техническом регулировании».

Федеральный закон от 21.12.1994 г. № 68-ФЗ. «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера».

Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123-ФЗ. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»

					Определения, сокращения, нормативные ссылки	Лист
						5
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Оглавление

Введение.....	9
1. Общая характеристика трассы трубопровода	11
1.1 Топографическая характеристика трассы	11
1.2 Инженерно-геологическая характеристика трассы.....	12
1.3 Метеорологическая и климатическая характеристики	13
1.4 Структурный состав оборудования линейной части трубопроводов.....	14
1.5 Службы контроля технического состояния магистрального газопровода.....	17
2. Основные показатели надежности оборудования линейной части газопровода	19
2.1 Показатели надежности невосстанавливаемых объектов	22
2.2 Показатели надежности восстанавливаемых объектов	23
2.3 Структурная функция работоспособности.....	23
3. Методы определения технического состояния	28
3.1 Магнитная подготовка трубопровода.....	32
3.2 Внутритрубная диагностика трубопроводов	33
3.2.1 Условия проведения внутритрубной дефектоскопии	34
4. Классификация отказов	37
5. Расчетная часть.....	40
5. 1 Определение толщины стенки трубопровода	40
5.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении.....	43
5.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций.....	44

					Оглавление	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		6

5.4 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении	46
6. Разработка рекомендаций.....	53
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение..	58
Введение.....	58
7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	59
7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	59
7.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	60
7.1.3 SWOT-анализ	62
7.2 Планирование научно-исследовательских работ	63
7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	63
7.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ.....	64
7.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	65
7.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	66
7.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование	67
7.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы	67
7.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы	68
7.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления).....	69
7.3.6 Прочие прямые расходы	69
7.3.7 Накладные расходы	70
7.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	70
7.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей) финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования	71

					Оглавление	Лист
						7
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение по разделу	74
8. Социальная ответственность	75
Введение.....	75
8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	75
8.2 Производственная безопасность	78
8.2.1 Обзор вредных и опасных факторов на рабочем месте	79
8.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	83
8.2.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению	87
8.3 Экологическая безопасность.....	93
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	96
Вывод по разделу	99
Заключение	100
Список использованных источников	101

Введение

По данным Ростехнадзора предприятия ПАО «Газпром» ежегодно устраняют аварийные разрушения трубопроводов, выявляют и ремонтируют сотни критических дефектов, что приводит к срыву поставок газа потребителям, экологическому ущербу и необходимости расходования значительных трудовых и финансовых ресурсов.

В настоящее время для обеспечения бесперебойной поставки газа потребителям одним из важнейших направлений является разработка технических, технологических и организационных мероприятий по поддержанию надежности газопроводов на всех стадиях: при проектировании, строительстве и эксплуатации.

Цель работы - разработка и совершенствование технических и технологических решений с целью повышения эксплуатационной надежности газопроводов.

Для реализации поставленной цели необходимо:

- Проанализировать состав и основные характеристики линейной части Верхнеказымского ЛПУМГ;
- Выявить основную группу факторов, влияющих на надежность магистрального газопровода;
- Рассмотреть основные показатели надежности оборудования линейной части трубопроводов;
- Определить способы, виды и методы технического диагностирования трубопроводов;
- Провести оценку прочностных параметров участка МГ для обеспечения условий надежной эксплуатации;

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06	Введение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06			9	116
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

- Разработать рекомендации, направленные на повышение надежности газопроводов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации.

					Введение	Лист
						10
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

1. Общая характеристика трассы трубопровода

1.1 Топографическая характеристика трассы

Как показано на рисунке 1, 10 ниток газопроводов проложены параллельно друг другу в едином «Новом коридоре».



Рисунок 1 – Топографическая характеристика трассы

Газопроводы пересекают искусственные и естественные препятствия. Водными преградами являются: ручьи Курталынгвист, Ханжисоим, Артымюган и реки Амня, Сорум, Казым.

Искусственными преграды представлены в виде автомобильных дорог КС Верхнекамынская – п. Верхнекамынский и Белоярский – Андра. Под автомобильными дорогами газопровод проходит в патроне (защитном футляре) с условным диаметром 1700 мм.

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Общая характеристика трассы трубопровода	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06				
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06			11	116
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

1.2 Инженерно-геологическая характеристика трассы

Объекты обслуживания предприятия расположены на плоской Западно-Сибирской равнине, следовательно, отсутствуют резкие перепады высот и твердые скальные породы (рис. 2).

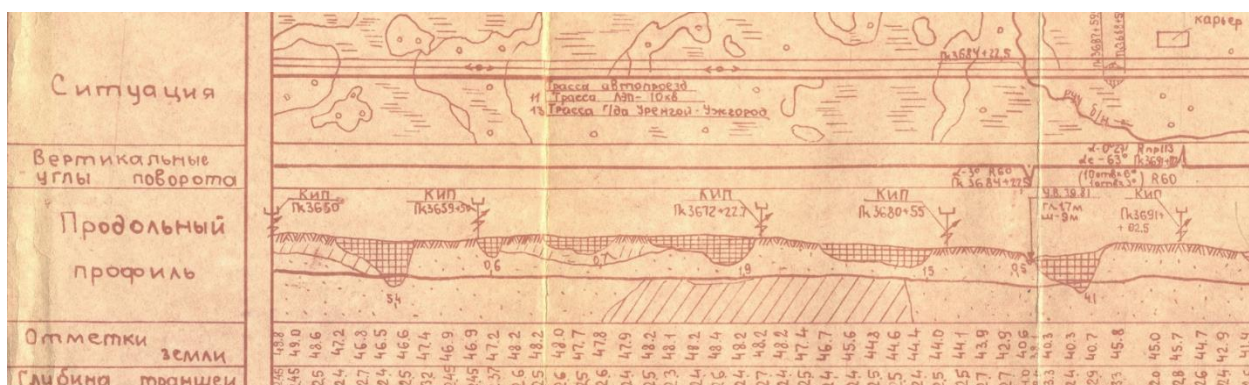


Рисунок 2 – Инженерно – геологическая характеристика трассы

Все 10 ниток газопровода проложены в подземном исполнении с насыпью. Выбор данного метода прокладки обусловлен характеристиками грунта.

Основные типы грунтов на трассе газопроводов – суглинков, песок, и обширные заболоченные участки, что является существенным недостатком при строительстве, эксплуатации и ремонте магистрального газопровода. Болота представлены в основном II и III типов, характеристика которых представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристика болот

Тип болота	Удельное давление на грунт	Описание
I	0,02-0,03 МПа	Дороги
II	0,01 МПа	Применение щитов
III	-	Понтоны

1.3 Метеорологическая и климатическая характеристики

Климат района рассматриваемого объекта резко континентальный. Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны – осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течении года и даже суток.

Продолжительность безморозного периода 89 дней, продолжительность периода с температурами равными или ниже 0 градусов 203 дня. Средняя многолетняя дата первого заморозка осенью 2.IX, последнего весной 8.VI. Климатическая характеристика представлена в таблице 2.

Таблица 2 - Климатическая характеристика местности объекта исследования

Расчетная температура наиболее холодной пятидневки обеспеченностью 92%	минус 40°С
Среднегодовая температура воздуха	минус 3,7°С
Средняя месячная температура января	минус 22,5°С
Средняя месячная температура июля	плюс 16°С
Абсолютный минимум температуры	минус 58°С
Абсолютный максимум температуры	плюс 36°С
Среднегодовая скорость ветра	2,6м/сек.
Нормативная глубина сезонного промерзания в районе работ	2,6м
Максимальная высота снежного покрова	102см
Средняя многолетняя сумма осадков	546мм

В течении года преобладают ветры северо-западного направления. В январе – южного, северо-западного, а в июле северного, северо-западного направлений.

Продолжительность светового дня в июне почти 20 часов, с восходом солнца в 02:20 и заходом в 22:40. В декабре продолжительность светового дня составляет 4 часа 30 минут, с восходом солнца в 10:20 и заходом в 14:50. Это существенно влияет на эксплуатацию магистрального газопровода, а также на проведение ремонтно-восстановительных работ.

1.4 Структурный состав оборудования линейной части трубопроводов

Верхнеказымское линейное производственное управление магистральных газопроводов входит в состав предприятия ООО «Газпром Трансгаз Югорск» в качестве структурного подразделения. Предметом деятельности Верхнеказымского ЛПУ МГ является транспортировка газа.

Таблица 3 – Состав технологического коридора

Наименование газопровода	Наружный диаметр	Тип прокладки трубопровода	Протяженность	Давление	Мощность	Год ввода в эксплуатацию
СРТО - Урал	1420	Подземный	1986 км	7,4 Мпа	16,2 млрд м ³ /год	1991
Ямбург - Поволжье	1420	Подземный	2730 км	7,4 Мпа		1990
Ямбург – Тула 2	1420	Подземный	2146 км	7,5 Мпа		1989
Ямбург – Тула 1	1420	Подземный	2946 км	7,5 Мпа		1988
Ямбург - Западная граница (Прогресс)	1420	Подземный	4366 км	7,4 МПа	26 млрд м ³ /год	1988
Ямбург – Елец 2	1420	Подземный	3146 км	7,5 Мпа		1987
Ямбург – Елец 1	1420	Подземный	3146 км	7,5 Мпа		1986
Уренгой - Центр 2	1420	Подземный	3035 км	7,5 Мпа	31 млрд м ³ /год	1987
Уренгой - Центр 1	1420	Подземный	3211 км	7,5 Мпа		1986
вервой - Ужгород	1420	Подземный	4451 км	7,5 Мпа	28 млрд м ³ /год	1983

					Общая характеристика трассы трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		14

Компрессорная станция

Компрессорная станция (КС) – одна из основных составных частей газотранспортной системы (магистрального газопровода), обеспечивающая компримирование газа (повышение давления) с помощью установленного оборудования. Она служит управляющим элементом в системе транспорта газа. Именно параметрами работы КС определяется режим работы магистрального газопровода и всей газотранспортной системы в целом.

Компрессорные станции, расположенные на многониточных газотранспортных системах, состоят из компрессорных цехов (КЦ), расположенных на одном магистральном газопроводе. Для удобства организации эксплуатационной инфраструктуры КЦ стараются располагать недалеко друг от друга. На таких КС вспомогательное и энергетическое оборудование бывает общее для нескольких КЦ. КЦ, расположенные на одном (локальном) магистральном газопроводе, обычно называют КС[49].

В состав Верхнекалымской КС входит 10 компрессорных цехов, где установлены 44 газоперекачивающих агрегата для транспортировки природного газа с северных месторождений в центральные районы нашей страны и за ее пределы.

Узлы запуска и приема очистных устройств

Камеры приема и запуска очистных устройств и диагностических снарядов (внутритрубных устройств) предназначены для периодического их запуска в трубопровод и приема из трубопровода. Камеры устанавливаются на узлах подключения КЦ КС или на отдельных магистральных газопроводах.

По месту расположения технологических патрубков к направлению движения газа камеры изготавливают в левом и правом исполнении.

Современные камеры оборудуются грузоподъемными механизмами, механическими устройствами доставки внутритрубных снарядов в камеру и извлечения их из камеры[49].

					Общая характеристика трассы трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		15

Камеры приема и запуска внутритрубных устройств соединены трубопроводами с технологической обвязкой узла подключения КС или МГ. Путем увеличения или уменьшения количества газа, подаваемого по этим трубопроводам в камеру, обслуживающий персонал изменяет скорость движения внутритрубного снаряда при его приеме или загрузке.

На объектах ГТС используются стационарные камеры приема и запуска внутритрубных устройств отечественного и зарубежного производства.

При внутритрубной дефектоскопии МГ, не оборудованного стационарными камерами приема и запуска внутритрубных устройств, используют временные узлы запуска и приема внутритрубных устройств, которые могут состоять из затвора быстродействующего байонетного типа, инвентарной камеры заводского изготовления, концевого шарового крана. Установка временных камер осуществляется только на период выполнения работ, по окончании работ узел демонтируется[49].

Трубопроводная арматура

Трубопроводной арматурой называют устройства, обеспечивающие подключение или отключение оборудования трубопровода от рабочей среды, регулирование количества проходящей по трубопроводу рабочей среды, поддержания в системе давления, не превышающего допустимого[49].

По функциональному назначению арматура делится на основные виды:

- запорная, предназначенная для полного прикрытия потока среды;
- предохранительная, обеспечивающая выпуск или перепуск рабочей среды при повышении заданного давления;
- регулирующая, предназначенная для управления рабочими параметрами потока среды (давлением, расходом, температурой) путем изменения проходного сечения.

					Общая характеристика трассы трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		16

Устройства замера расхода газа

Для определения количества газа, прошедшего по газопроводу, устанавливаются устройства (узлы) замера расхода газа. Технологические ЗУ устанавливаются на объектах в границах одного общества эксплуатируемого магистрального газопровода. Они предназначены для решения задач эксплуатирующей организации: составления балансов газа, расчета и регулирования потока газа по ГТС, проведения гидравлических расчетов ГТС и определения характеристик ее отдельных компонентов и т.д. Технологические ЗУ часто совмещают с узлами регулирования давления и узлами регулирования расхода газа[49].

Межсистемные технологические переемы

Назначением таких переемы является перемещение определенных объемов газа из одной ГТС в другую. Такое перемещение позволяет более эффективно управлять ЕСГ, перераспределяя объемы газа из более загруженных ГТС в менее загруженные. Особенно такое перераспределение важно при проведении ремонтных работ на ГТС с отключением участков магистрального газопровода и при возникновении нештатных ситуаций[49].

Также имеются площадки хранения аварийного запаса труб и оборудования, дома линейных обходчиков, вдольтрассовые дороги и вертолетные площадки и т.д.

1.5 Службы контроля технического состояния магистрального газопровода

Основным составляющим элементом линейно-производственного управления магистрального газопровода является линейно-эксплуатационная служба.

Перед ЛЭС стоит множество задач, которые заключаются в контроле и поддержании технически исправного состояния линейной части газопровода со всеми линейными сооружениями и оборудованием; проведении ремонтно-

					Общая характеристика трассы трубопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		17

восстановительных работ; ликвидации аварий и неисправностей на магистральном газопроводе; проведении очистки и диагностики внутренней полости трубопровода и т.д.

В состав ЛЭС могут входить:

- Ремонтно-эксплуатационный пункт (РЭП)
- Автотракторное хозяйство (АТХ)
- Газораспределительная служба (ГРС)

Также для проведения некоторых работ требуются совместные усилия нескольких служб.

Так, например, очистка внутренней полости трубопровода и проведение внутритрубной дефектоскопии проводится совместно с диспетчерской службой, которая отвечает за скорость прохождения внутритрубного снаряда. А при проведении ремонтно-восстановительных работ подключается управление аварийно-восстановительных работ (УАВР).

					Общая характеристика трассы трубопровода	Лист
						18
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2. Основные показатели надежности оборудования линейной части газопровода

Связь надежности с эффективностью эксплуатации и реконструкции ГТС определяется главным образом уровнем резервирования основных элементов, развитостью и масштабами инфраструктуры, а также технологией и способами эксплуатации и ремонта.

В связи с этим целесообразно рассмотреть фактические показатели надежности ГТС на примере ОАО «Газпром Трансгаз Югорск», оценить их влияние на эффективность, определить пути и способы повышения надежности и с учетом результатов этих исследований разработать принципы, обеспечивающие ускорение НТП в технологии, структуре, эксплуатации и ремонте, т.е. кардинальное повышение экономической эффективности транспортирования газа.

Надежность ГТС как свойство значимо и важно по тому, что ее уровень существенно влияет на все составляющие интегрального свойства объекта – качества: экономическую эффективность, экологичность и безотказность. Учитывая это, над поиском путей повышения надежности активно работают проектировщики систем, конструкторы оборудования и технических средств – они закладывают в проект уровень надежности. Задача эксплуатационников состоит прежде всего в поддержании проектного уровня надежности, а также в его повышении на основе достижений науки и техники в период функционирования объекта. С этой целью осуществляются регламентные работы по техническому обслуживанию и ремонту. Поддержание надежности ГТС требует значительных затрат.

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Основные показатели надежности оборудования линейной части газопровода	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06				
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06			19	116
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Тем не менее нормативная надежность не обеспечивается. Имеются аварии и большое количество внеплановых остановок ГПА, которые наносят значительный экономический и экологический ущерб. Объем выбросов газа из ГПА при их остановках и из трубопроводов при их разрывах, появлении свищей и трещин, а также других утечек по ЕСГ превышает 10 млрд. м³ в год.

На ликвидацию последствий аварий и отказов затрачиваются значительные средства.

В теории надежности отказ является определяющей категорией. Под отказом понимают случайное событие. Надежность характеризуют вероятностью безотказной работы элемента или системы в заданном интервале времени τ :

$$0 < P(\tau) < 1$$

Определяют также вероятность отказа $F(\tau)$ – показатель, противоположный $P(\tau)$:

$$P(\tau) + F(\tau) = 1$$

Для простейшего потока отказов, обладающих свойствами ординарности в стационарности, вероятность безотказной работы:

$$P(\tau) = e^{(-\omega\tau)},$$

где ω – параметр потока отказов;

τ - время.

Практически каждый отказ влияет либо на непрерывность, либо на качество работы системы, что свидетельствует о наличии прямой зависимости эффективности от отказов.

Отказы в приведённом понимании триединым образом связаны с эффективностью:

- 1) отказы на верхних иерархических уровнях ГТС или отказы в сложной системе (внезапные) приводят к ее остановке (полному отказу) или снижению объема транспортирования газа, а, следовательно, возникновению ущерба;

					Основные показатели надежности оборудования линейной части газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		20

- 2) отказы внутри системы на уровне объектов (КС, КЦ, ГПА и др.) сопровождаются, как правило, снижением производительности системы, а, следовательно, повышением себестоимости и снижением прибыли. Кроме того, отказом можно считать существенное снижение КПД ГПА вследствие ухудшения ТС объекта и утечек газа на линейных участках;
- 3) отказы на уровне основных элементов (ГПА, линейных участков) обуславливают необходимость резервирования в целях обеспечения работоспособности системы в целом. Это приводит к росту капитальных вложений, а, следовательно, увеличению амортизационных отчислений при эксплуатации.

В технологической структуре ГТС линейный участок является основной составляющей, так как именно он формирует конечную цель, реализуя функцию перемещения газа, измеряемую объемом ТТР. Остальные составляющие структуры относят к обеспечивающим (КС, КЦ, ГПА), вспомогательным и сопутствующим, поэтому эффективные показатели транспортного процесса на линейных участках по существу определяют экономичность работы всей ГТС.

					Основные показатели надежности оборудования линейной части газопровода	Лист
						21
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

2.1 Показатели надежности невосстанавливаемых объектов

Невосстанавливаемые объекты в процессе выполнения своих функций не допускают ремонта. Если происходит отказ такого объекта, то выполняемая операция будет сорвана и её необходимо начинать вновь, если возможно устранение отказа. К таким объектам относятся как объекты однократного действия, так и объекты многократного действия.[47]

Вероятность безотказной работы $P(\tau)$, вероятность того, что объект будет сохранять параметры в заданных пределах в течении определенного времени и при определенных условиях эксплуатации:

$$P(\tau) = e^{(-\omega\tau)}$$

Вероятность отказа $F(\tau)$, вероятность того, что случайное время до отказа меньше заданного времени τ :

$$F(\tau) = 1 - P(\tau),$$

Частота отказов $a(\tau)$, число отказов в единицу времени, отнесенное к первоначальному числу элементов.

$$F(\tau) = \frac{n_{\tau}}{N_0},$$

где n_{τ} – количество отказавших элементов;

N_0 – количество рассматриваемых элементов.

Интенсивность отказов $\lambda(\tau)$, отношение числа отказавших элементов в единицу времени к среднему числу элементов, продолжающих исправно работать при условии, что отказавшие элементы не восстанавливаются и не заменяются:

$$F(\tau) = \frac{n_{\tau}}{N_{\text{ср}}},$$

где $N_{\text{ср}}$ – среднее количество исправных элементов.

Средняя наработка до первого отказа T (наработка до отказа), математическое ожидание (среднее значение) наработки до первого отказа:

$$T = \frac{1}{N_0} \sum_{i=1}^{N_0} \tau_i,$$

где τ_i – наработка i -го элемента до отказа.

					Основные показатели надежности оборудования линейной части газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		22

2.2 Показатели надежности восстанавливаемых объектов

Восстанавливаемыми называют такие объекты (ТС, их подсистемы, элементы), которые в процессе выполнения своих функций допускают ремонт. Если произойдет отказ такого объекта, то он вызовет прекращение функционирования объекта только на период устранения отказа.

Параметр потока отказов $\omega(\tau)$, отношение среднего числа отказов восстанавливаемого объекта за малую его наработку к значению этой наработки. Он характеризуют среднее число отказов, ожидаемых на малом интервале времени.

$$\omega(\tau) = \frac{\sum_{j=1}^k n_i}{\Delta\tau \sum_{j=1}^k N_{0i}}$$

где n_i – число отказов однотипных элементов, работающих в i -м промежутке времени $\Delta\tau$ в j -й системе.

Надежность ГТС – сложное свойство, характеризующееся безотказностью, долговечностью, ремонтпригодностью, сохраняемостью, живучестью, устойчивостью и маневренностью.

2.3 Структурная функция работоспособности

Расчет задачи надежности технических устройств позволяет определить наиболее оптимальные режимы эксплуатации магистрального газопровода для проведения своевременного технического обслуживания и ремонта (ТОиР), а также определить конструктивные решения для повышения безотказной работы МГ. Решение этих задач возможно только на основании анализа надежности.

Магистральный газопровод как техническая система — это совокупность сложных систем, которые состоят из различных отдельных узлов (крановый узел, камеры приема и запуска очистных устройств),

					Основные показатели надежности оборудования линейной части газопровода	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		23

газоперекачивающих агрегатов, систем мониторинга технического состояния и телемеханики и т.д.

Расчленение технической системы на элементы достаточно условно и зависит от постановки задачи. Например, элементами для определения работоспособности линейного участка могут считаться крановые узлы, переключки, камеры приема и запуска очистных устройств и другие сложные технические объекты. В свою очередь крановые узлы также могут считаться техническими системами и при необходимости могут быть разбиты на элементы – запорную арматуру, которую можно разбить на детали, а детали – на отдельные части. Расчет показателей надежности технических систем осуществляется в рамках системного анализа.

Линейная часть однопиточного магистрального газопровода представляет собой последовательное соединение системы элементов, при котором отказ элемента приводит к отказу системы (рис. 3).



Рисунок 3 – Функция работоспособности линейной части однопиточного магистрального газопровода

При многониточной прокладке трубопровода с использованием переключек между газопроводами одного технологического коридора позволяет представить параллельное соединение системы элементов, при котором отказ системы произойдет в случае отказа всех ее элементов (рис. 4).

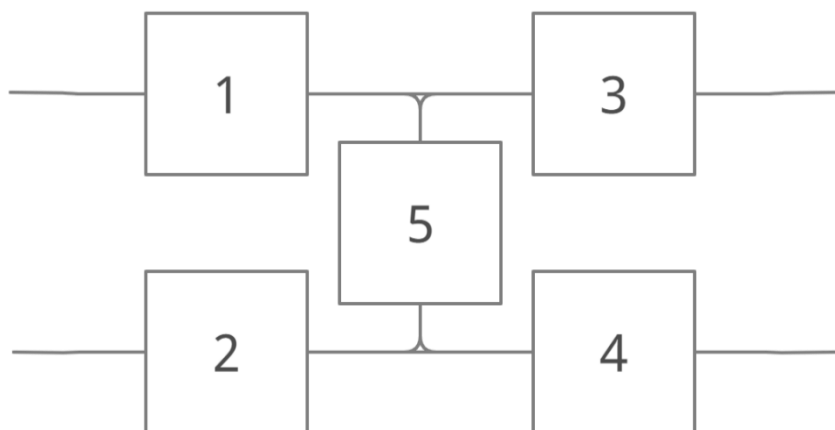


Рисунок 4 – Функция работоспособности линейной части
многониточного магистрального газопровода

Для анализа надежности таких структур используют метод минимальных путей и сечений, который относится к приближенным методам и позволяет определить граничные оценки надежности сверху и снизу

Путем в сложной структуре называется последовательность элементов, обеспечивающих функционирование (работоспособность) системы.

Сечением называется совокупность элементов, отказы которых приводят к отказу системы.

Вероятность безотказной работы последовательно включенных параллельных цепей дает верхнюю оценку для ВБР системы данной структуры. Вероятность безотказной работы параллельно включенных последовательных цепей из элементов путей дает нижнюю оценку для ВБР системы данной структуры. Фактическое значение показателя надежности находится между верхней и нижней границами.

Здесь набор элементов образует минимальный путь, если исключение любого элемента из набора приводит к отказу пути. Из этого вытекает, что в пределах одного пути элементы находятся в основном соединении, а сами пути включаются параллельно. Набор минимальных путей для мостиковой схемы представлен на рисунке 5. Пути образуют элемента 1, 3; 2, 4; 1, 5, 4; 2, 5, 3.

					Основные показатели надежности оборудования линейной части газопровода	Лист
						25
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

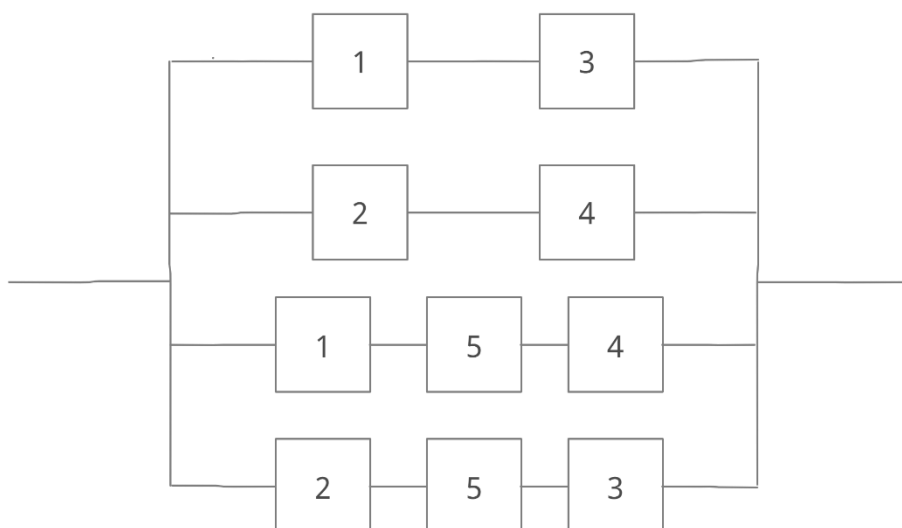


Рисунок 5 - Набор минимальных путей

Поскольку один и тот же элемент включается в два параллельных пути, то в результате расчета получается оценка безотказности сверху.

$$P_B = 1 - Q_{13} \cdot Q_{24} \cdot Q_{154} \cdot Q_{253} = 1 - (1 - P_1 P_3)(1 - P_2 P_4)(1 - P_1 P_5 P_4)(1 - P_2 P_5 P_3)$$

При определении минимальных сечений осуществляется подбор минимального числа элементов, перевод которых из работоспособного состояния в неработоспособное вызывает отказ системы.

При правильном подборе элементов сечения возвращение любого из элементов в работоспособное состояние восстанавливает работоспособное состояние системы.

Поскольку отказ каждого из сечений вызывает отказ системы, то первые соединяются последовательно. В пределах каждого сечения элементы соединяются параллельно, так как для работы системы достаточно наличия работоспособного состояния любого из элементов сечения.

Схема минимальных сечений для мостиковой схемы приведена на рисунке 6. Так как один и тот же элемент включается в два сечения, то полученная оценка является оценкой снизу.

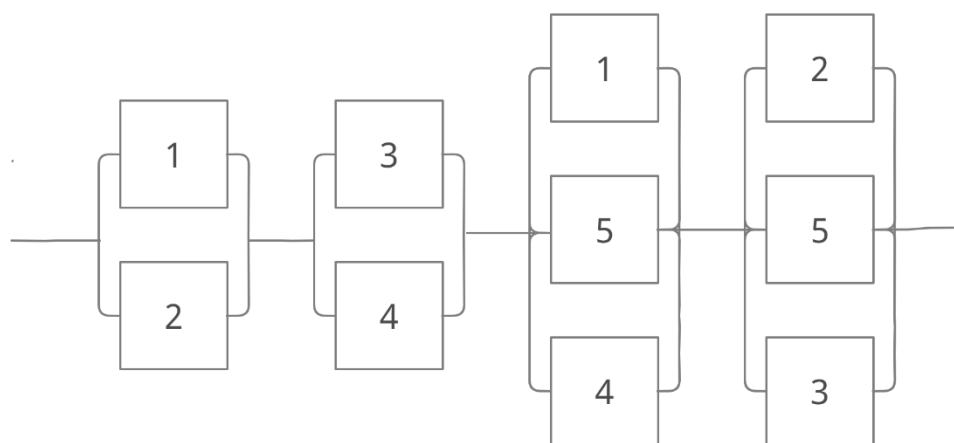


Рисунок 6 - Набор минимальных сечений

$$P_H = P_{12} \cdot P_{34} \cdot P_{154} \cdot P_{253} = (1 - q_1 q_2) \cdot (1 - q_3 q_4) \cdot (1 - q_1 q_5 q_4) \cdot (1 - q_2 q_5 q_3)$$

Вероятность безотказной работы системы P_c оценивается тогда по двойному неравенству:

$$P_H < P_c < P_B$$

Таким образом, данный метод позволяет представить систему с произвольной структурой в виде параллельных и последовательных цепей. (при составлении минимальных путей и сечений любая система преобразуется в структуру с параллельно-последовательным или последовательно-параллельным соединением элементов). Метод прост, но требует точного определения всех путей и сечений. Он получил широкое, предусматривающая возможность перехода от одной неисправной цепи регулирования к другой, находящийся в резервном состоянии.

3. Методы определения технического состояния

Для обеспечения своевременного выявления различных дефектов линейной части магистральных газопроводов используют различные способы, виды и методы технического диагностирования трубопроводов (рис. 7).



Рисунок 7 – Классификация способов диагностирования структурных элементов линейной части МГ

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06	Методы определения технического состояния	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06			28	116
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Для контроля состояния магистральных газопроводов применяют методы, представленные на рисунке 8.



Рисунок 8 – Методы контроля состояния магистральных газопроводов

Очистка внутренней полости газопровода

Очистка внутренней полости газопровода – удаление рыхлого поверхностного слоя ржавчины и окалины, а также случайно попавших при строительстве и ремонте внутрь трубопровода грунта, воды и различных предметов.[59]

Целью очистки полости газопровода является:

- удаление загрязнений из полости трубопровода (рыхлой поверхностной ржавчины, окалины, грунта, воды, различных предметов);
- улучшения пропускной способности и обнаружения грубых нарушений целостности трубопровода;
- подготовка полости трубопровода (очистка и осушка) для его заполнения транспортируемым продуктом (газом).

Очистка трубопровода производится:

- после проведения сварочно-монтажных работ при строительстве;
- после проведения ремонтных работ на действующем газопроводе при вскрытии его внутренней полости;
- при уменьшении степени эффективности газопровода в процессе его эксплуатации;
- перед проведением внутритрубной диагностики трубопровода.

Очистка полости трубопровода при строительстве производится в два этапа:

- предварительно:
 - протягиванием очистного устройства в процессе выполнения сварочно-монтажных работ;
- окончательно:
 - продувкой сжатым воздухом или природным газом;
 - промывкой – удалением загрязнений в потоке жидкости;
 - пропуском очистного снаряда (поршня).

Очистку полости трубопровода при эксплуатации газопровода проводят путем продувки сжатым природным газом или пропуска очистного снаряда (поршень, скребок, разделитель).

Контроль степени очистки полости трубопровода при продувке в основном осуществляется визуально. Согласно СНиП I-II-Д.10-62 продувка с пропуском или без пропуска поршня считается законченной, когда из выпускного патрубка (свеча) начинает выходить чистый воздух или газ. Такая оценка является субъективной. Эффективность продувки зависит от скорости потока в очищенном участке: чем выше скорость, тем крупнее частицы загрязнения, которые в большем объеме выносятся из трубопровода. И наоборот, чем меньше скорость потока, тем чище выходящая из трубопровода струя воздуха или газа. Визуальный метод оценки качества очистки

					Методы определения технического состояния	Лист
						30
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

трубопровода недостаточно объективен и эффективен. Существуют другие методы оценки качества очистки трубопровода:

- расчет коэффициента эффективности трубопровода;
- расчет коэффициента гидравлического сопротивления трубопровода;
- объемный метод оценки засоренности трубопровода.

Однако эти и другие расчетные методы не нашли практического применения в условиях эксплуатации магистральных газопроводов.

Качество очистки полости трубопровода путем пропуска очистного снаряда (поршня, скребка) под давлением воздуха или газа считается удовлетворительным, если:

- снаряд прошел весь очищаемый участок;
- вышел из трубопровода (вошел в камеру приема очистного устройства) не разрушенным, т.е. снаряд на всем пути находился в работоспособном состоянии и выполнял свою основную функцию – очистку полости трубопровода;
- не вынес вперед себя воду, т.е. полость трубы сухая.

Очистка внутренней полости газопровода от грязи и посторонних предметов при его эксплуатации производится при помощи специальных внутритрубных снарядов-скребков. Различают скребки с металлическими щетками и скребки с полиуретановыми манжетами.

Очистка производится до необходимой чистоты внутренней полости, которая определяется по количеству механических примесей, доставленных очистным скребком.

Калибровка полости трубопровода – это проверка проходного сечения трубопровода путем пропуска специальных снарядов-калибров (шаблонов) и снарядов-профилемеров с целью выявления нарушений внутренней геометрии (вмятин, гофр, овальностей и т.д.), которые препятствуют последующему свободному проходу снарядов-дефектоскопов.

Принципиальное отличие снаряда-калибра и снаряда-профилемера от обычного очистного или разделительного поршня, снаряда-скребка заключается в наличии калибровочного диска-пластины, по состоянию поверхности которого после пропуска судят о наличии дефектов проходного сечения трубопровода.

Для определения проходного сечения трубопровода производят запуск снаряда-калибра во внутреннюю полость трубопровода.

Возможно выполнение функции очистки и проверки проходного сечения газопровода выполнять при помощи одного снаряда скребка-калибра.

Для определения внутренней конфигурации магистрального газопровода производят запуск снаряда-профилемера, который определяет места с овальностью, выпуклостями, вмятинами, гофрами и минимальным радиусом изгиба трубы.

Основное требование к режиму пропуска снаряда-калибра и снаряда-профилемера – исключение резких колебаний скорости движения.

3.1 Магнитная подготовка трубопровода

Поскольку современные снаряды-дефектоскопы для внутренней поверхности газопровода в основном используют метод магнитной диагностики, проводят предварительную магнитную подготовку металла трубопровода.

Для сбора магнитного мусора в полости трубопровода и предварительной магнитной подготовки металла трубы производят запуск магнитного снаряда. Часто функции очистки от механических примесей и магнитной очистки совмещают с использованием комплексного снаряда магнитно-очистного поршня-шаблона.

3.2 Внутритрубная диагностика трубопроводов

Внутритрубная диагностика (ВТД) – это определение технического состояния трубопровода с помощью специальных устройств (снарядов-дефектоскопов), перемещаемых внутри трубопровода[59].

Одной из составляющих эффективной и безаварийной эксплуатации магистральных газопроводов является проведение их своевременной внутритрубной диагностики.

Целью ВТД является определения дефектов магистральных газопроводов для организации их последующего устранения путем проведения ремонтных работ

Для внутренней диагностики магистральных газопроводов могут использоваться различные методы:

- телевизионное визуальное наблюдение;
- ультразвуковая диагностика;
- магнитный контроль.

В настоящее время для диагностики магистральных газопроводов наибольшее распространение получили магнитные снаряды-дефектоскопы. Проведение внутренней дефектоскопии магистрального газопровода осуществляется с применением снарядов дефектоскопов, как правило, магнитного типа действия с продольным или поперечным намагничиванием. Такой снаряд содержит центральное твердое тело с диагностической и записывающей аппаратурой и уплотняющие манжеты из упругого материала, обеспечивающие центрирование и уплотнение центрального тела внутри трубопровода. Тяжелые снаряды часто снабжаются еще и поддерживающими колесами, установленными на подпружиненных стойках.

3.2.1 Условия проведения внутритрубной дефектоскопии

Внутритрубная диагностика возможна только на линейной части магистральных газопроводов, обладающих следующими конструктивными особенностями:

- наличие камер запуска и приема внутритрубных снарядов;
- постоянный внутренний диаметр трубопровода;
- равнопроходная линейная арматура без выступающих внутрь узлов и деталей;
- минимальный радиус изгиба трубопровода – не менее пяти его диаметров;
- решетки на тройниках-врезках отводов, перемычек газопровода, исключающие попадания внутренних устройств в ответвления;
- самостоятельные камеры запуска и приема внутритрубных снарядов на участках переходов трубопроводов через естественные и искусственные препятствия, диаметр которых отличается от диаметра основного трубопровода;
- сигнальные приборы, маркерные устройства, регистрирующие прохождение внутритрубных снарядов, установленных на трубопроводе.

Современная ВТД магистральных газопроводов – это целый комплекс мероприятий, который заключается в ряде последовательных процессов, включающих в себя подготовительные работы и собственно диагностический процесс:

- проведение организационно-технических подготовительных мероприятий:
 - определение необходимого количества мест расстановки маркеров;

					Методы определения технического состояния	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		34

- проверка и подготовка состояния дорог подъезда к узлам подключения КС, устройствами приема и запуска внутритрубных снарядов к местам установки маркеров;
 - организация и проверка средств связи;
 - разработка мероприятий при возникновении нештатных ситуаций;
- очистка внутренней полости трубопровода от грязи и посторонних предметов;
 - определение реального минимального проходного сечения газопровода;
 - определение дефектов внутренней геометрии трубопровода:
 - овальность;
 - выпуклость;
 - вмятины;
 - гофры;
 - радиус изгиба;
 - устранение дефектов, крутоизогнутых участков и мест сужения проходного сечения газопровода:
 - проверка полного открытия запорного органа линейной запорной арматуры;
 - проведение ремонтных работ на газопроводе по устранению обнаруженных дефектов;
 - проведение внутритрубной дефектоскопии магистрального газопровода.

Эти процессы ВТД магистральных газопроводов регламентированы нормативными документами (СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейно части магистральных газопроводов»).

					Методы определения технического состояния	Лист
						35
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Различные процессы обследования внутренней поверхности газопровода производится с помощью специальных снарядов, перемещающихся в потоке транспортируемого газа. Для обследования создано большое количество диагностических снарядов различных типов и назначений. Несмотря на различные конструктивные особенности и назначение, также снаряды имеют общий принцип, обеспечивающий их использование внутри полости газопровода.

Обжатые в трубопроводе манжеты создают значительное сопротивление движению снаряда. Это сопротивление сильно зависит от геометрических размеров манжет, степени их обжатия, геометрии и шероховатости стенок трубопровода, наличия жидкости и отложений в газопроводе. Движение снаряда постоянно преодолевает меняющееся сопротивление трения манжет о стенки трубопровода. Движущая сила снаряда создается давлением транспортируемого газа. В случае какого-то затруднения движению снаряда необходимое для его преодоления давление газа за снарядом увеличивается на участке от КС до места остановки снаряда. Когда снаряд преодолевает затруднение движению, потенциальная энергия, накопленная сжатым газом, высвобождаясь, может разогнать его до непредусмотренных скоростей. При этом снаряд, входя на большой скорости в криволинейные участки трубопровода, создаст недопустимые нагрузки на стенки трубопровода, что может привести к аварии. Поэтому очистку, калибровку и диагностику газопроводов проводят при постоянном контроле регулировке скорости снаряда.

Скорость движения газа по магистральным газопроводам ГТС ЕСГ в среднем составляет 30-40 км/ч. Проводить качественные подготовительные операции и внутритрубную диагностику при таких скоростях затруднительно. Необходимо либо снижать скорость движения снаряда путем снижения производительности магистрального газопровода, либо применять специальные снаряды, способные регулировать скорость своего движения по газопроводу без снижения производительности участка.

					Методы определения технического состояния	Лист
						36
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

4. Классификация отказов

В соответствии с рекомендациями стандарта [43], все выявленные аномалии разделены на три категории опасности:

(а) Дефекты, подлежащие наружному обследованию в кратчайшие сроки— трубопровод с такими аномалиями находится в предаварийном состоянии.

(b) Дефекты, подлежащие наружному обследованию в рамках плановых мероприятий — эти аномалии потенциально могут быть причиной аварии.

(с) Аномалии, допустимые к эксплуатации без проведения обследования— данные аномалии не должны привести к аварии до следующей инспекции.

При назначении категории опасности дефекта используются и учитываются следующие нормативные документы:

- СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 [43]
- СТО Газпром 2-2.3-112 [44]
- Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов [45]
- СТО Газпром 2-2.3-173 [46]
- Р Газпром 2-2.3-620-2011 [47]
- Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС [48]

Методики по каждому из этих стандартов, используемые в ООО «НПЦ «ВТД», дополнены процедурой экспорта из расчётных параметров стандарта (КБД, давления, допустимость дефекта) в категорию опасности.

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального			
					газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06	Классификация отказов		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06				Листов
Консульт.				17.06				
Рук-ль		Брусник О.В.						
							37	116
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

Для дефекта может быть назначена экспертная оценка, учитывающая внутренние схемы по оценке опасности сигнала, а также рекомендации заказчика. Назначенная экспертная оценка является приоритетной при определении категории опасности дефекта. Экспертная оценка назначается для дефектов типа:

- Вмятина
- Вмятина с дефектами потери металла (коррозия, мех. повреждения, задиры)
- Внутривулканное расслоение
- Гофр
- Дефект проката
- Дефект поперечного сварного шва (аномалия кольцевого шва, внутривулканное расслоение, вышлифовка на шве, коррозия на шве, нарушение формы кольцевого шва, непровар/утяжина, подгиб кромки со смещением, подрез, смещение кромок, трещина на кольцевом шве)
- Дефект продольного сварного шва (аномалия продольного шва, вышлифовка продольного шва, нарушение формы продольного шва, трещина на продольном шве)
- Дефект спирального сварного шва (аномалия спирального шва, вышлифовка спирального шва, нарушение формы спирального шва, трещина на спиральном шве)
- Металлургический дефект
- Расслоение с выходом на поверхность

					Классификация отказов	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		38

При назначении экспертной оценки для дефектов типов «Вмятина», «Гофр» инженер-аналитик принимает решение с учетом норм инструкции [45].

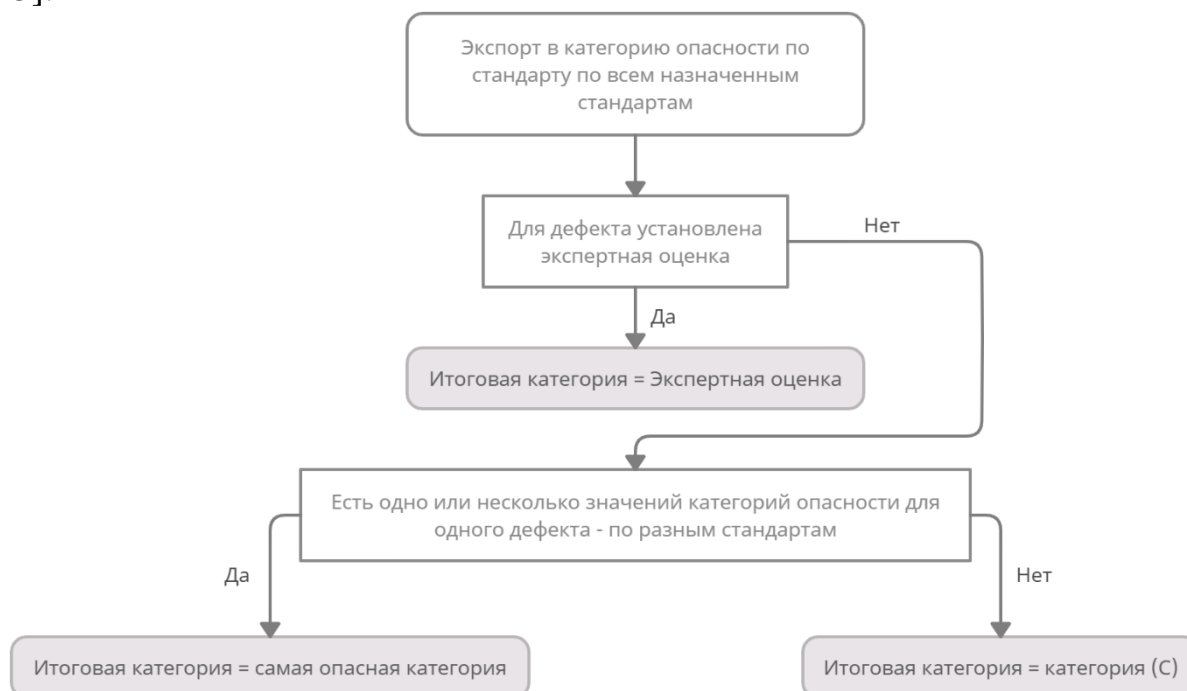


Рисунок 9 - Схема назначения итоговой категории дефекта

Возможна ситуация, когда некоторые дефекты подлежат оценке в двух или более стандартов. То есть после экспорта дефект может иметь несколько значений категории опасности. В этом случае для дефекта устанавливается наиболее опасная категория

5. Расчетная часть

5.1 Определение толщины стенки трубопровода

Цель расчета: Определить толщину стенки подземного трубопровода и проверить трубопровод на прочность и устойчивость.

Методика расчета

При расчете практической части работы использовался свод правил «Магистральные трубопроводы», СП 36.13330.2012 (Актуализированная редакция), СНиП 2.05.06-85*.

Исходные данные для расчета представлены на рисунке 10 и в таблице 4.


Диаметр:	
Рабочее давление, $p_{\text{МАОР}}$:	
Тип продукта:	
Расход:	
Стандарт проектирования трубопровода:	
Год постройки:	
Длина участка:	

Рисунок 10 – Исходные данные для расчета

Таблица 4 – Характеристики труб

Толщина стенки, мм	Тип трубы	S_y , МПа	S_u , МПа	k_1	KCV, Дж/см ²	Марка стали
15,7	1Ш	461	589	1,34	68,8	X-67
15,7	2Ш	441	589	1,34	53,9	X-70
15,7	СШ	441	589	1,34	53,9	X-70
18,7	NA	441	589	1,34	49,0	10Г2БТ
18,7	1Ш	461	588	1,34	49,0	X-70
18,7	2Ш	441	589	1,34	49,0	10Г2БТ
23,2	NA	461	588	1,34	49,0	X-70
23,2	1Ш	461	588	1,34	49,0	X-70

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06	Расчетная часть		Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06				Листов
Консульт.				17.06				40
Рук-ль		Брусник О.В.						116
					Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А			

Расчет

1. Определим расчетное сопротивление растяжению R_1 , по формуле:

$$R_1 = \frac{R_1^H \cdot m}{k_1 \cdot k_H} = \frac{589 \cdot 0,900}{1,34 \cdot 1,1} = 326,94 \text{ МПа}$$

где $m = 0,900$ - коэффициент условий работы трубопровода (СП 36.13330.2012 табл.1);

$k_1 = 1,34$ - коэффициент надежности по материалу (СП 36.13330.2012 табл. 10);

$k_H = 1,21$ - коэффициент надежности по ответственности трубопровода (СП 36.13330.2012 табл. 12);

R_1^H - нормативное сопротивление растяжению металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению временного сопротивления $\sigma_{вр} = R_1^H = 589 \text{ МПа}$ (табл.15).

2. Рассчитаем толщину стенки трубопровода δ по формуле:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 + n \cdot P)} = \frac{1,10 \cdot 7,35 \cdot 1420}{2(326,94 + 1,10 \cdot 7,35)} = 17,13 \text{ мм}$$

где $n = 1,10$ коэффициент надежности по нагрузке - внутреннему рабочему давлению в трубопроводе (СП 36.13330.2012 табл. 14);

P - рабочее давление в трубопроводе, МПа;

D_H - наружный диаметр трубы, мм

3. Рассчитаем толщину стенки при наличии продольных осевых сжимающих напряжений.

Абсолютное значение максимального положительного или отрицательного температурного перепада определим по формулам:

$$\Delta t_{(+)} = \frac{\mu \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{0,3 \cdot 326,94}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 39,67 \text{ град}$$

$$\Delta t_{(-)} = \frac{(1 - \mu) \cdot R_1}{\alpha \cdot E} = \frac{(1 - 0,3) \cdot 326,94}{1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5} = 92,58 \text{ град}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		41

Основные физические характеристики стали для труб примем по таблице 13, СП 36.13330.2012:

где $\alpha = 1,2 \cdot 10^{-5} \text{ град}^{-1}$ - коэффициент линейного расширения металла трубы;

$E = 2,06 \cdot 10^5 \text{ МПа}$ - переменный параметр упругости (модуль Юнга);

$\mu = 0,26-0,33$ - переменный коэффициент поперечной деформации стали (коэффициент Пуассона);

К дальнейшему расчету примем больший перепад температуры, то есть **94,66 град.**

4. Определим продольное осевое сжимающее напряжение σ_{npN} :

$$\begin{aligned}\sigma_{npN} &= -\alpha \cdot E \cdot \Delta t + \mu \cdot \frac{n \cdot P \cdot D_{BH}}{\delta_H} = -1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,58 + 0,3 \cdot \frac{1,1 \cdot 7,35 \cdot 1384}{18} \\ &= -42,36 \text{ МПа}\end{aligned}$$

Знак «-» означает, что присутствуют сжимающие напряжения.

5. Тогда рассчитаем коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние труб ψ_1 :

$$\begin{aligned}\psi_1 &= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|\sigma_{npN}|}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{|-42,36|}{326,94} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{|-42,36|}{326,94} \\ &= 0,929\end{aligned}$$

6. Тогда толщина стенки с учетом продольных напряжений равна:

$$\delta = \frac{n \cdot P \cdot D_H}{2(R_1 \cdot \psi_1 + n \cdot P)} = \frac{1,10 \cdot 7,35 \cdot 1420}{2(326,94 \cdot 0,929 + 1,1 \cdot 7,35)} = 18,7 \text{ мм}$$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		42

5.2 Проверка на прочность подземного трубопровода в продольном направлении

Определим $\sigma_{кц}$ - кольцевые напряжения от расчетного внутреннего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{n \cdot P \cdot D_{вн}}{2 \cdot \delta_n} = \frac{1,10 \cdot 7,35 \cdot 1384}{2 \cdot 18,7} = 299,2 \text{ МПа}$$

Определим ψ_2 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих осевых продольных напряжениях ($\sigma_{прN} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{прN} < 0$) определяемый по формуле:

$$\psi_2 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{кц}}{R_1}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{кц}}{R_1} = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{304}{326,94}\right)^2} - 0,5 \cdot \frac{304}{326,94} = 0,152$$

Проверим условие прочности трубопровода в продольном направлении:

$$|\sigma_{прN}| \leq \psi_2 \cdot R_1 = 0,152 \cdot 326,94 = 49,7 \text{ МПа}$$

$$42,36 \text{ МПа} < 49,7 \text{ МПа},$$

Следовательно, условие прочности трубопровода в продольном направлении выполняется.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		43

5.3 Проверка на предотвращение недопустимых пластических деформаций

1. Определим $\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}$ - кольцевые напряжения от нормативного (рабочего) давления по формуле:

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} = \frac{P \cdot D_{\text{вн}}}{2 \cdot \delta_{\text{н}}} = \frac{7,35 \cdot 1384}{2 \cdot 18,7} = 272 \text{ МПа}$$

2. Определим максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}$ по формулам:

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t + \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho_{\text{н}}} = 0,3 \cdot 272 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,58 + \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,420}{2 \cdot 1500} = 123,2 \text{ МПа}$$

$$\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = \mu \cdot \sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} - \alpha \cdot E \cdot \Delta t - \frac{E \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot \rho_{\text{н}}} = 0,3 \cdot 272 - 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot 92,58 - \frac{2,06 \cdot 10^5 \cdot 1,420}{2 \cdot 1500} = -171,3 \text{ МПа}$$

где $\rho_{\text{н}} = 1500 \text{ м}$ - минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода.

Проверку выполняем по наибольшему по абсолютному значению продольным напряжениям, то есть $\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} = -171,3 \text{ МПа}$.

Определим ψ_3 - коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние металла труб, при растягивающих продольных напряжениях ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} > 0$) принимаемый равным единице, при сжимающих ($\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}} < 0$) определяемый по формуле:

					Расчетная часть	Лист
						44
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

$$\psi_3 = \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}}}{\frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}}}$$

$$= \sqrt{1 - 0,75 \cdot \left(\frac{272}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 441} \right)^2} - 0,5 \cdot \frac{272}{\frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 441} = 0,47$$

где $R_2^{\text{н}}$ - нормативное сопротивление сжатию металла труб и сварных соединений, принимается равным минимальному значению предела текучести $\sigma_{\text{тек}} = R_2^{\text{н}} = 441 \text{ МПа}$

3. Для предотвращения недопустимых пластических деформаций подземных трубопроводов проверку необходимо производить по условиям:

$$|\sigma_{\text{пр}}^{\text{н}}| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} = 0,47 \cdot \frac{0,9}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 441 = 188,4 \text{ МПа}$$

$$171,3 < 188,4 \text{ МПа},$$

$$\sigma_{\text{кц}}^{\text{н}} \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_{\text{н}}} \cdot R_2^{\text{н}} = \frac{0,99}{0,9 \cdot 1,1} \cdot 360 = 360 \text{ МПа}$$

$$272 \text{ МПа} < 360 \text{ МПа}$$

Следовательно, условия прочности трубопровода на предотвращение недопустимых пластических деформаций выполняются.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		45

5.4 Проверка общей устойчивости трубопровода в продольном направлении

Определим F- площадь поперечного сечения трубы:

$$F = \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = 0,785 \cdot (1,420^2 - 1,384^2) = 0,079 \text{ м}^2$$

Определим эквивалентное продольное осевое усилие в сечении трубопровода S, которое определятся от расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода в соответствии с правилами строительной механики. В частности, для прямолинейных участков трубопровода и участков, выполненных упругим изгибом, при отсутствии компенсации продольных перемещений, просадок и пучения грунта S по формуле:

$$\begin{aligned} S &= [(0,5 - \mu) \cdot \sigma_{\text{кц}} + \alpha \cdot E \cdot (t_{\text{э}} - t_{\text{зам}})] \cdot F \\ &= [(0,5 - 0,3) \cdot 299,2 + 1,2 \cdot 10^{-5} \cdot 2,06 \cdot 10^5 \cdot (23 - (-32))] \cdot 0,079 \\ &= 15,4 \text{ МН} \end{aligned}$$

Определим осевой момент инерции J металла трубы по формуле:

$$J = \frac{\pi}{64} \cdot (D_{\text{н}}^4 - D_{\text{вн}}^4) = \frac{\pi}{64} \cdot (1,42^4 - 1,384^4) = 0,0195 \text{ м}^4$$

Определим нагрузку от собственного веса металла трубы:

$$\begin{aligned} q_{\text{м}} &= n_{\text{св}} \cdot \gamma_{\text{м}} \cdot \frac{\pi}{4} \cdot (D_{\text{н}}^2 - D_{\text{вн}}^2) = 0,95 \cdot 78500 \cdot 0,785 \cdot (1,42^2 - 1,384^2) \\ &= 5912,4 \text{ Н/м} \end{aligned}$$

где $n_{\text{св}} = 0,95$ - коэффициент надежности по нагрузкам при расчете на продольную устойчивость и устойчивость положения;

$\gamma_{\text{м}}$ - удельный вес металла, из которого изготовлены трубы, $\gamma_{\text{м}} = 78500 \text{ Н/м}^3$

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		46

Определим нагрузку от собственного веса изоляции для подземных трубопроводов по формулам:

$$q_{\text{и}} = 0,1 \cdot q_{\text{м}} = 0,1 \cdot 5912,4 = 591,24 \text{ Н/м}$$

$$\begin{aligned} q_{\text{и}} &= \pi_{\text{св}} \cdot \pi \cdot D_{\text{н}} \cdot g \cdot (K_{\text{ип}} \cdot \delta_{\text{ип}} \cdot \rho_{\text{ип}} + K_{\text{об}} \cdot \delta_{\text{об}} \cdot \rho_{\text{об}}) \\ &= 0,95 \cdot 3,14 \cdot 1,42 \cdot 9,81 \cdot (2,3 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1046 + 2,3 \cdot 0,635 \cdot 10^{-3} \cdot 1028) \\ &= 127,7 \text{ Н/м} \end{aligned}$$

где $K_{\text{ип}} = K_{\text{об}} = 2,30$ - коэффициент, учитывающий величину нахлеста для двухслойной изоляции;

$\delta_{\text{и}}$ и $\rho_{\text{ип}}$ - соответственно толщина и плотность изоляции;

$\delta_{\text{об}}$ и $\rho_{\text{об}}$ - соответственно толщина и плотность оберточных материалов (табл.1.1) и [2, табл.4.5].

Примем большее значение, то есть $q_{\text{и}} = 591,24 \text{ Н/м}$.

Определим нагрузку от веса продукта, находящейся в трубе единичной длины:

$$q_{\text{пр}} = \rho_{\text{р}} \cdot g \cdot \frac{\pi \cdot d^2}{4} = 1500 \cdot 9,81 \cdot \frac{3,14 \cdot 1,384^2}{4} = 22362,8 \text{ Н/м}$$

Определим $q_{\text{тр}}$ — расчетная нагрузка от собственного веса заизолированного трубопровода с перекачиваемым продуктом:

$$q_{\text{тр}} = q_{\text{м}} + q_{\text{и}} + q_{\text{пр}} = 591,24 + 5912,4 + 22362,8 = 28866,4 \text{ Н/м}$$

					Расчетная часть	Лист
						47
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 5 - Расчетные характеристики уплотненных влажных грунтов Средней полосы России

Грунт	$\varphi_{зр}$, градус	$f_{зр} = tg \varphi_{зр}$	$c_{зр}$, кПа	$\gamma_{гр}$, кН/м³
Гравелистый песок				
Песок средней крупности	36÷40	0,7÷0,8	0÷2	25,5
Мелкий песок	33÷38	0,65÷0,75	1÷3	23,0
Пылеватый песок	30÷36	0,6÷0,7	2÷5	21,2
Супеси	28÷34	0,55÷0,65	2÷7	20,5
Суглинки	21÷25	0,35÷0,45	4÷12	19,7
Глины	17÷22	0,3÷0,4	6÷20	19,0
Торф	15÷18	0,25÷0,35	12÷40	16,8
	16÷30	0,3÷0,5	0,5÷4	7,0

Определим среднее удельное давление на единицу поверхности контакта трубопровода с грунтом по формуле:

$$P_{гр} = \frac{2 \cdot n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_H \left[\left(h_0 + \frac{D_H}{8} \right) + \left(h_0 + \frac{D_H}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{\varphi_{гр}}{2} \right) \right] + q_{тр}}{\pi \cdot D_H}$$

$$= \frac{2 \cdot 0,5 \cdot 7\,000 \cdot 1,42 \left[\left(0,6 + \frac{1,42}{8} \right) + \left(0,6 + \frac{1,42}{2} \right) \cdot tg^2 \left(45^\circ - \frac{30}{2} \right) \right] + 1173,95}{3,14 \cdot 1,42}$$

$$= 40935,2 \text{ Па}$$

где $n_{гр}=0,5$ - коэффициент надежности по нагрузке от веса грунта;

$\gamma_{гр}=7,0 \text{ кН/м}^3$ -удельный вес грунта;

$h_0 = 0,6 \text{ м}$ - высота слоя засыпки от верхней образующей трубопровода до поверхности грунта или глубина заложения трубопровода;

$\varphi_{зр} = 30^\circ$ - угол внутреннего трения грунта (табл.1.2)

Определим сопротивление грунта продольным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины:

$$P_0 = \pi \cdot D_n \cdot (C_{гр} + P_{гр} \cdot \operatorname{tg} \phi_{гр}) = 3,14 \cdot 1,42 \cdot (1\,000 + 40\,935,2 \cdot \operatorname{tg} 30^\circ) = 109\,893,5 \text{ Н/м}$$

где $C_{гр} = 1 \text{ кПа}$ - коэффициент сцепления грунта

Определим $q_{\text{верт}}$ - сопротивление вертикальным перемещениям отрезка трубопровода единичной длины, обусловленное весом грунтовой засыпки и собственным весом трубопровода, отнесенное к единице длины:

$$\begin{aligned} q_{\text{верт}} &= n_{гр} \cdot \gamma_{гр} \cdot D_n \cdot \left(h_0 + \frac{D_n}{2} - \frac{\pi \cdot D_n}{8} \right) + q_{тр} \\ &= 0,5 \cdot 7 \cdot 1,42 \cdot \left(0,6 + \frac{0,325}{2} - \frac{3,14 \cdot 0,325}{8} \right) + 28\,866,4 = 28\,870,1 \text{ Н/м} \end{aligned}$$

Определим $N_{кр1}$ — продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода.

$$\begin{aligned} N_{кр1} &= 4,09 \cdot \sqrt[11]{P_0^2 \cdot q_{\text{верт}}^4 \cdot F^2 \cdot E^5 \cdot J^3} \\ &= 4,09 \cdot \sqrt[11]{109\,893,5^2 \cdot 28\,870,1^4 \cdot 0,079^2 \cdot (2,06 \cdot 10^{11}) \cdot 0,0195^3} = 42,5 \text{ МН} \end{aligned}$$

Проведем проверку общей устойчивости трубопровода в продольном направлении в плоскости наименьшей жесткости системы из условия:

$$S \leq m \cdot N_{кр1} = 0,9 \cdot 42,5 = 38,25 \text{ МН}$$

Так как $15,4 \text{ МН} < 38,25 \text{ МН}$, то в случае пластической связи трубопровода с грунтом общая устойчивость трубопровода в продольном направлении будет обеспечена.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		49

Определим продольное критическое усилие для прямолинейных участков трубопроводов в случае упругой связи с грунтом по формуле:

$$N_{кр}^{(2)} = 2 \cdot \sqrt{k_0 \cdot D_n \cdot E \cdot J} = 2 \cdot \sqrt{10^6 \cdot 1,42 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0195} = 151 \text{ МН}$$

где $k_0 = 1 \text{ МН/м}^3$ - коэффициент нормального сопротивления грунта, или коэффициент постели грунта при сжатии (табл. 6).

Таблица 6 - Коэффициент постели грунта при сжатии

Грунт	$k_0, \text{МН/м}^3$	Грунт	$k_0, \text{МН/м}^3$
Торф влажный	0,5÷1,0	Песок слежавшийся	5÷30
Плывун	1÷5	Глина тугопластичная	5÷50
Глина размягченная	1÷5	Гравий	10÷50
Песок свеженаасыпанный	2÷5		

Проверим условие устойчивости прямолинейных участков нефтепродуктопровода:

$$S < m \cdot N_{кр}^{(2)} = 0,9 \cdot 151 = 135 \text{ МН}$$

Так как $15,4 \text{ МН} < 135 \text{ МН}$, то условие устойчивости прямолинейных участков трубопровода обеспечено.

Вычислим следующие параметры:

$$\theta_\beta = \frac{1}{\rho \cdot \sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}} = \frac{1}{1500 \cdot \sqrt[3]{\frac{28870,1}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0195}}} = 0,118$$

$$Z_\beta = \frac{\sqrt{\frac{P_0 \cdot F}{q_{\text{верт}} \cdot J}}}{\sqrt[3]{\frac{q_{\text{верт}}}{E \cdot J}}} = \frac{\sqrt{\frac{109893,5 \cdot 0,0195}{28870,1 \cdot 0,0195}}}{\sqrt[3]{\frac{28870,1}{2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,079}}} = 80,07$$

где ρ - радиус упругого изгиба трубопровода, соответствующий рельефу дна траншеи

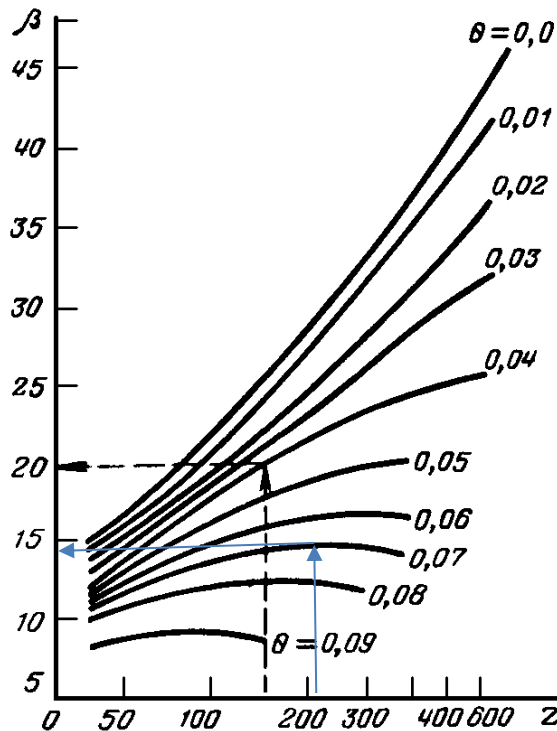


Рисунок 11 - Номограмма для определения коэффициента β при проверке устойчивости криволинейного трубопровода (стрелками показано, как определяется значение $\beta = 20$ при $z = 150$ и $\theta = 0,04$)

По номограмме определим коэффициент - $\beta_N \approx 14$

Проверим общую устойчивость криволинейных участков трубопровода, выполненных с упругим изгибом. Для криволинейных (выпуклых) участков трубопровода, выполненных упругим изгибом, в случае пластической связи трубы с грунтом определим критическое усилие по 2-м условиям:

$$N_{\text{кр}}^{(3)} = \beta_N \cdot \sqrt[3]{q_{\text{верт}}^2 \cdot E \cdot J} = 14 \cdot \sqrt[3]{28870,1^2 \cdot 2,06 \cdot 10^{11} \cdot 0,0195} = 20,9 \text{ МН}$$

$$S < m \cdot N_{\text{кр}}^{(3)} = 0,9 \cdot 20,9 = 18,8 \text{ МН}$$

Так как 15,4 МН < 18,8 МН, то условие устойчивости криволинейных участков выполняется

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0,375 \cdot 28870,1 \cdot 1500 = 16,2 \text{ МН}$$

$$S < m \cdot N_{кр}^{(4)} = 0,9 \cdot 16,2 = 14,6 \text{ МН}$$

Так как 15,4 МН < 14,6 МН, то условие устойчивости криволинейных участков не выполняется

Увеличим радиус изгиба трубопровода до 1600, тогда:

$$N_{кр}^{(4)} = 0,375 \cdot q_{верт} \cdot \rho = 0,375 \cdot 28870,1 \cdot 1600 = 17,3 \text{ МН}$$

$$S < m \cdot N_{кр}^{(4)} = 0,9 \cdot 17,3 = 15,6 \text{ МН}$$

Так как 15,4 МН < 15,6 МН, то условие устойчивости криволинейных участков выполняется

Следовательно, при радиусе изгиба трубопровода 1600 м условия устойчивости криволинейных участков выполняются, и увеличение радиуса изгиба трубопровода не требуется

Вывод по расчету

В ходе выполнения работы была определена толщина стенки трубы, равная 18,7 мм, для газопровода с наружным диаметром 1420 мм. Также в ходе данной работы была проведена проверка трубопровода на прочность и устойчивость. Получили, что условия на прочность и устойчивость участков трубопровода выполняются.

					Расчетная часть	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		52

6. Разработка рекомендаций

В результате были выработаны рекомендации конструктивного и организационного характера, направленные на повышение надежности газопроводов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации, а также предложения по совершенствованию ремонта газопровода.

Рекомендации, которые следует учитывать при проектировании газопроводов:

- 1) на многониточных системах не следует проектировать надземных переходов через ручьи и малые реки; при необходимости применения воздушных переходов следует использовать «футляры»;
- 2) испытания газопроводов проводить гидравлическим способом с предварительной продувкой и пропуском очистных поршней и последующем вытеснении воды с пропуском поршней и использованием камер приема-пуска очистных устройств;
- 3) монтаж кранов осуществлять в защитных колодцах, исключающих повреждение при обратной засыпке трубы гидроуправления и дренажа;
- 4) крановые узлы размещать только в сухих местах;
- 5) участки газопроводов в местах их пересечения с действующими относить к категории I с обязательным предварительным гидроиспытанием при давлении 1,25 Р_{раб};
- 6) обобщать опыт использования тканого полотна для баллаستировки газопроводов на слабонесущих грунтах;
- 7) предусматривать в проектно-сметной документации на строительство газопровода объемы, технологию и затраты на послепаводковый усадочный ремонт после первого года эксплуатации;

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06	Разработка рекомендаций	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06			53	116
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

- 8) заменять балластировку газопроводов на болотах;
- 9) проектировать переходы через реки так, чтобы иметь возможность осуществлять периодическую очистку внутренней полости дюкеров;
- 10) предусматривать в проекте установку П-образных компенсаторов на выходе из болот протяженностью 2 км или осуществить прокладку газопровода по болоту «змейкой» с соответствующим радиусом изгиба трубы, так как установлено, что в местах выхода газопроводов из болот или участков со слабоустойчивыми грунтами перед заземленным участком создается очаг концентрации продольных перемещений;
- 11) учитывать, что при эксплуатации газопроводов возможны обрывы байпасов линейных кранов вследствие неравномерной просадки линейного и байпасных кранов на опорах и отсутствия продольной подвижности трубопроводной байпасно-свечевой обвязки;
- 12) обязательно предусматривать свайные опоры под крановые узлы в грунтах с пониженной несущей способностью и термосвайные опоры – в многолетнемерзлых просадочных грунтах, а также обеспечивать возможность перемещения байпасно-свечевой обвязки вместе с основным краном (канальная укладка байпасно-свечевой обвязки, засыпка мягким грунтом и т.д.).

Рекомендации, которые следует учитывать при строительстве газопроводов:

- 1) строго соблюдать технологию плетей на стеллажах;
- 2) в первую очередь вводить в строй узлы приема и запуска очистных устройств на прилегающих к промыслам участках газопроводов, а также более качественно выполнять очистку полости вновь вводимых участков газопроводов; так как существующая технология очистки внутренней полости газопроводов не обеспечивает удаления из полости ледяных образований с механическими включениями;

					Разработка рекомендаций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		54

- 3) для ускорения ввода в эксплуатацию линейных участков газопровода следует в планах строительства предусматривать окончание работ на болотистых и обводненных участках с выходом на сухие участки до начала распутицы с полной балластировкой, засыпкой, продувкой, гидравлическим испытанием, вытеснением воды пропуском поршней и при невозможности захлеста или подключения к другим участкам газопровода устанавливать на концах силовые заглушки;
- 4) сократить до минимума количество технически обоснованных и согласованных с эксплуатирующей газопровод организацией изменений проектных решений.

Организационно-технические мероприятия по совершенствованию обслуживания и ремонта газопроводов:

- 1) введение периодического авиапатрулирования;
- 2) создание и рациональное размещение на трассе газопроводов аварийно-восстановительных поездов (АВП);
- 3) оптимальное размещение на трассе аварийного запаса труб;
- 4) применение инвентарных лежневых дорог многоразового использования для прохода техники по заболоченной местности;
- 5) разработка и применение инвентарных шпунтовых элементов в комплексе с гибкими надувными оболочками – кессонами при ремонте газопровода в обводненных грунтах;
- 6) внедрение технологии устранения трещин длиной до 250 мм взамен вырезки дефектного участка и вставки заглушки
- 7) внедрение методов оценки несущей способности деформированных участков трубопроводов по уровню напряжений.

					Разработка рекомендаций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		55

Рекомендации к проведению ремонтно-восстановительных работ:

В специфических условиях прокладки газопроводов большое значение для надежности и экономической эффективности приобретает выбор рационального способа ремонта, который зависит прежде всего от предремонтного состояния газопроводов и грунтовых условий. В случаях, когда предельное состояние газопроводов обусловлено непригодностью его к эксплуатации вследствие недопустимых пластических деформаций, необходима вырезка участка. Возникновение предельного состояния газопровода возможно в любых грунтовых условиях, которые определяют лишь выбор послеремонтных схем прокладки.

На болотах типа I и II при быстром заполнении траншеи водой и невозможности его откачки технологически более удобнее устанавливать наземный компенсатор. Необходимо отметить, что с точки зрения функционального назначения компенсатора его установка на большом расстоянии от КС нецелесообразна.

На болоте типа III ремонтные работы проводят в технологической насыпке, поэтому вырезанный участок можно заменять прямым или с упругим изгибом.

Способ ремонта путем переукладки применяют только для замены участков, выпученных в вертикальной и горизонтальной плоскостях. Недостатки, ограничивающие применение этого способа: большой объем земляных работ, необходимость освобождения от грунта прилегающих к выпученному участку прямолинейных газопроводов, возможный рост трещины в металле при изменении напряженного состояния трубы после переукладки. Кроме того, при переукладке не исключается балластировка и засыпка газопровода. Возможна переукладка выпученных участков газопроводов в вертикальной плоскости при значительной стреле прогиба (более 3 м), для чего необходим расчет объемов земляных работ в сравнении с вариантом без переукладки.

					Разработка рекомендаций	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		56

Таким образом, способ переукладки можно рекомендовать к применению лишь в особых условиях при соответствующем технико-экономическом обосновании.

					Разработка рекомендаций	Лист
						57
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Введение

Целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» является проектирование и создание конкурентоспособных разработок, технологий, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

Достижение цели обеспечивается решением задач по:

- оценке коммерческого потенциала и перспективности проведения научного исследования;
- определению возможных альтернатив проведения научных исследований, отвечающих современным требованиям в области ресурсоэффективности и ресурсосбережения;
- планированию научно-исследовательских работ;
- определению ресурсной, финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.

В данном разделе выпускной квалификационной работы было произведено сравнение технологий очистки внутренней полости трубопроводов

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06			58	116
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

7.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

В условиях жесткой конкуренции производители товаров и услуг для идентификации целевых рынков и завоевания доверия потребителей предприятия обращаются к целевому маркетингу. Используя приемы целевого маркетинга, продавец выявляет основные сегменты рынка, выбирает один или несколько и только тогда, ориентируясь на конкретный сегмент, разрабатывает конкретный продукт и комплекс маркетинговых воздействий

7.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

В связи с бурным развитием газовой и нефтяной промышленности эксплуатация соответствующего оборудования стала не менее интенсивной. Поэтому задача быстрого выявления загрязненных участков трубопроводов с последующей их очисткой является актуальной. Это позволяет повысить их надежность и гидравлическую эффективность, а также снизить износ оборудования и поддерживать его функционирование на протяжении достаточно длительного периода времени.

Обычно внутренние полости трубопроводов очищают с помощью различных очистных устройств и технологий. Принцип действия данных устройств заключается в вынесении ими загрязнений из очищаемого оборудования в специальные емкости, содержимое которых впоследствии вывозят и утилизируют.

Целевыми потребителями являются предприятия нефтегазовой промышленности. Особый интерес данный анализ вызовет у компаний, занимающихся транспортом углеводородов с Северных месторождений с осложненными климатическими условиями. Сегментировать рынок можно по типу перекачиваемого продукта и соответствующего очистного устройства (табл. 7).

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		59

Таблица 7 – Карта сегментирования рынка

		Вид очистного устройства		
		Гелеобразные очистные поршни	Поршни - разделители	СН-скребки шарообразной формы
Тип продук та	Газ			
	Нефть			
	ПАО «Газпром»			
	ПАО «Транснефть»			

С целью повышения пропускной способности и надежности магистральных газопроводов транспортирующими и эксплуатирующими организациями принимаются очистные устройства различного типа. На карте сегментирования рынка показаны компании, заинтересованные в определенном виде очистного устройства, исходя из характеристик перекачиваемого продукта.

7.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Анализ технических решений конкурентов с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности разработки и определить направления её будущего развития.

Наиболее целесообразно сравнивать гелеобразные поршни (К1), которые способны выполнять большую часть функций стандартных очистных устройств, отличаются высокой надежностью и способны проводить некоторые химические реакции, улучшающие результат очистки, поршни – разделители (К2), одним из применений которых является удаление воды из внутренней полости строящихся или реконструируемых трубопроводов после их гидравлических испытаний и скребки (К3). Результаты представим в виде оценочной карты (табл. 8), где оценивание

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		60

технологий приведено по пятибалльной шкале: 1 – наиболее слабая позиция, 5 – наиболее сильная.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum B_i B_i,$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Таблица 8 - Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_{к1}$	$B_{к2}$	$B_{к3}$	$K_{к1}$	$K_{к2}$	$K_{к3}$
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Температурный интервал эксплуатации	0,12	5	4	2	0,60	0,48	0,24
2. Рабочая среда эксплуатации	0,10	5	5	5	0,50	0,50	0,50
3. Нарботка на отказ	0,05	4	2	3	0,20	0,10	0,15
4. Минимальный радиус поворота	0,07	4	2	5	0,28	0,14	0,35
5. Допустимое сужение внутреннего диаметра	0,11	3	5	5	0,33	0,55	0,55
6. Скорость перемещения	0,19	5	5	4	0,95	0,95	0,76
7. Утилизация	0,08	3	3	5	0,24	0,24	0,40
Экономические критерии оценки эффективности							
1. Конкурентоспособность	0,08	5	4	2	0,40	0,32	0,16
2. Цена	0,11	5	4	2	0,55	0,44	0,22
3. Перспективность использования	0,04	4	3	5	0,16	0,12	0,20
4. Промышленная база	0,05	5	4	2	0,25	0,20	0,10
Итого	1	48	42	40	4,46	4,04	3,63

В результате анализа полученных данных таблицы 2 можно заключить, что применение гелеобразных поршней превосходит альтернативные очистные устройства по итоговому баллу. Это связано с тем, что современные внутритрубные очистные устройства не обладают возможностью эффективно

проходить изгибы во внутренней полости трубопровода и места, оснащенные приборами или датчиками. Также они не обладают возможностью длительной поддержки герметичности на определенных участках с большой протяженностью. Решением вышеописанных проблем является технология гелеобразных поршней. Гель обладает высокой адгезионной способностью к загрязняющим материалам. Данные материалы захватываются и переносятся в центральную часть гелевого поршня.

7.1.3 SWOT-анализ

Являясь инструментом стратегического менеджмента SWOT-анализ представляет собой комплексное исследование технического проекта, который нашел свое применение в исследованиях внешней и внутренней среды проекта.

Таблица 3 – SWOT- процесса оперативного сопровождения транспортировки природного газа

		Сильные стороны	Слабые стороны
<div>Внутренняя среда</div> <div>Внешняя среда</div>		С1.Большая перспектива развития С2.Низкая стоимость материала С3.Повышение безопасности производства С4.Рациональность использования ресурсов	Сл1.Неполноценная отдача при использовании Сл2.Высокая стоимость изучения новых вариаций
	Возможности В1.Отсутствие массового производства аналогов В2. Развитие технологий в данной отрасли В3. Возможность изготавливать в РФ	1. Привлечение средств государства для введения новой технологии. 2. Импортотзамещение и возможность создавать конкурентоспособные материалы на рынке	1. Оптимизация технологии изготовления оборудования для использования продукта 2. Отбор высококвалифицированных специалистов 3. Сотрудничество с иностранными компаниями

Угрозы	У1.Отсутствие спроса на новые технологии	1. Недостаток финансирования простимулирует качество производимого оборудования, что позволит продлить срок использования 2. Страны, заинтересованные в данных разработках, могут покрыть недостаток финансирования	1. Создание массового производства оборудования 2. Развитие исследований для возможности применения новых технических решений для улучшения параметров 3. Развитие отечественных технологий производства
	У2.Рост стоимости импортных материалов		
	У3.Уменьшение объёма инвестиций		
	У4. Экономическая ситуация в стране		
	У5.Появление новых конкурентных разработок.		

Анализируя результаты SWOT-анализа, можно утверждать, что реализация представленных возможностей позволяет выгодно реализовать сильные стороны и уменьшить влияние слабых.

7.2 Планирование научно-исследовательских работ

7.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Порядок этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 9.

Таблица 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Название	Деятельность, дни	Дата начала работ	Дата окончания работ	Исполнитель
Введение	7	01.02.2021	07.02.2021	Руководитель, исполнитель
Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	10	08.02.2021	17.02.2021	Руководитель, исполнитель
Литературный обзор	46	18.02.2021	04.04.2021	Исполнитель
Расчетная часть	21	05.04.2021	25.04.2021	Руководитель, исполнитель
Анализ результатов	16	26.04.2021	11.05.2021	Руководитель, исполнитель
Оформление пояснительной записки	17	12.05.2021	28.05.2021	Исполнитель
Итого	117			

7.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость носит вероятностный характер и оценивается экспертным путем в человеко-днях по формуле:

$$t_{ожи} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (1)$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
 t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.
 t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях T_p , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы, так как удельный вес зарплаты в общей сметной стоимости научных исследований составляет около 65 %.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожи}}{Ч_i}, \quad (2)$$

где $t_{ожи}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы чел.-дн.;
 T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;
 $Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

7.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Наиболее удобным и наглядным является построение ленточного графика проведения научных работ в форме диаграммы Ганта. Диаграмма Ганта – горизонтальный ленточный график, на котором работы по теме представляются протяженными во времени отрезками, характеризующимися датами начала и окончания выполнения данных работ. Для удобства построения графика, длительность каждого из этапов работ из рабочих дней следует перевести в календарные дни. Для этого необходимо воспользоваться следующей формулой:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (3)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в кал.дн.;
 T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;
 $k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (4)$$

где: $T_{\text{кал}}$ – продолжительность календарных дней в году;
 $T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году;
 $T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году.

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66} = 1,22$$

Таблица 10 – Календарный план проведения диплома

Вид работ	Исполнители	Т _{кi} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ											
			Февраль			Март			Апрель			Май		
			10	20	30	10	20	30	10	20	30	10	20	30
Выдача задания диплома	Руководитель	7												
	Исполнитель													
Постановка цели и задач исследования, актуальность, научная новизна	Руководитель	10												
	Исполнитель													
Литературный обзор	Исполнитель	46												
Расчетная часть	Руководитель	21												
	Исполнитель													
Анализ результатов	Руководитель	16												
	Исполнитель													
Оформление пояснительной записки	Исполнитель	17												
	Руководитель													
	Исполнитель													

7.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

для формирования бюджета НТИ используем следующую группировку затрат по статьям:

- материальные затраты НТИ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

7.3.1 Расчет затрат на специальное оборудование

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. В данном случае затраты пришлись на компьютер (табл. 11).

Таблица 11 – Затраты на специальное оборудование

Наименование оборудования	Количество единиц	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Компьютер	1 шт	35 000	35 000
Итого			35 000 руб.

Затраты на доставку оборудования определяются как 5% от цены данного оборудования. Следовательно,

$$З_{тр} = 0,05 \cdot 35\,000 = 1\,750 \text{ руб.}$$

Таким образом, затраты на специальное оборудование составят 36 750 рублей.

7.3.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Величина расходов по заработной плате определяется исходя из трудоемкости выполняемых работ и действующей системы окладов и тарифных ставок.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$З_{дн} = \frac{З_{м} \cdot М}{F_{д}} \quad (7)$$

где $З_{м}$ – месячный должностной оклад работника, руб.;

$М$ – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

При отпуске в 24 раб. дня $М=11,2$ месяца, 5-дневная неделя;

При отпуске в 48 раб. дня $М=10,4$ месяца, 6-дневная неделя;

$F_{д}$ – действительный годовой фонд рабочего времени научнотехнического персонала, раб. дн.

Показатели рабочего времени представлены в таблице 12

Таблица 12 – Показатели рабочего времени

Показатели рабочего времени	Дни
Календарные дни	365
Нерабочие дни (выходные/праздничные дни)	66
Потери рабочего времени (отпуск/невыходы по болезни)	56
Действительный годовой фонд рабочего времени (F_d)	243

Для расчета основной заработной платы студента берем оклад, равный окладу ассистента без степени, т.е. 21 760 руб.

$$З_{дн} = \frac{21\,760 \cdot 10,4}{243} = 931,29 \text{ руб.}$$

Для расчета основной заработной платы научного руководителя примем оклад 33 664 руб.

$$З_{дн} = \frac{33\,664 \cdot 10,4}{243} = 1\,440,76 \text{ руб.}$$

Данные расчетов представлены в таблице 13.

Таблица 13 - Расчет основной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	$З_{дн}$, руб.	$K_{пр}$	K_d	K_p	T_p	$З_{осн}$, руб.
1	Руководитель	1 440,76	0,05	0,05	1,3	18	37 085,16
2	Исполнитель	931,29	0,05	0,05	1,3	99	131 842,73
Итого							168 927,89

7.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей темы

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$З_{доп} = З_{осн} \cdot k_{доп} \quad (8)$$

где $k_{доп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы.

Для руководителя: $З_{\text{доп}} = 37\,085,16 \cdot 0,12 = 4\,450,22$ руб.

Для исполнителя: $З_{\text{доп}} = 131\,842,73 \cdot 0,12 = 15\,821,13$ руб.

Таблица 14 – Расчет дополнительной заработной платы

№ п/п	Исполнители по категориям	Дополнительная заработная плата, руб.
1	Руководитель	4 450,22
2	Исполнитель	15 821,13
Итого		20 271,35

7.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется исходя из следующей формулы:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}) \quad (9)$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Для руководителя: $З_{\text{внеб}} = (37\,085,16 + 4\,450,22) \cdot 0,302 = 12\,543,68$ руб.

Для исполнителя: $З_{\text{внеб}} = (131\,842,73 + 15\,821,13) \cdot 0,302 = 44\,594,49$ руб.

Итого: 57 138,17 руб.

7.3.6 Прочие прямые расходы

Затраты на специальное программное обеспечение учтены в таблице 15, как прочие прямые расходы.

Таблица 15 – Прочие прямые расходы

Наименование оборудования	Количество единиц	Цена единицы оборудования, руб.	Общая стоимость оборудования, руб.
Программное обеспечение	1 шт	6 500	6 500
Итого			6 500 руб.

7.3.7 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов. Их величина определяется по следующей формуле:

$$З_{\text{накл}} = k_{\text{нр}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}} + З_{\text{об}} + З_{\text{тр}} + З_{\text{внеб}}) \quad (10)$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

$$\begin{aligned} З_{\text{накл}} &= 0,16 \cdot (168\,927,89 + 20\,271,35 + 35\,000 + 1\,750 + 57\,138,17) \\ &= 45\,293,99 \text{ руб.} \end{aligned}$$

7.3.8 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы (темы) является основой для формирования бюджета затрат проекта см³. Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведен в таблице 16.

Таблица 16 – Определение бюджета на НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Затраты на специальное оборудование	36 750		
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	168 928		
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	20 271		
4. Отчисления во внебюджетные фонды	57 138		
5. Прочие прямые расходы	6 500		
6. Накладные расходы	45 294		
Бюджет затрат НТИ	334 881		

Таким образом, общий бюджет НТИ составил **334 881** руб.

7.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей) финансовой, бюджетной, экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (11)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Так как суммы всех вариантов равны, то интегральные финансовые показатели одинаковые: Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{334\,881}{334\,881} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное удешевление стоимости разработки. Интегральный показатель ресурсоэффективности определяется по формуле:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (12)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности;
 a_i – весовой коэффициент проекта;
 b_i – бальная оценка проекта, устанавливается экспериментальным путем по выбранной шкале оценивания.

Расчет интегрального показателя ресурсоэффективности приведен в таблице 17.

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ($I_{испi}$) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{испi} = \frac{I_{р-испi}}{I_{финр}^{испi}}, \quad (13)$$

Таблица 17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Повышение производительности труда пользователя	0,2	5	4	3
Удобство эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,15	4	4	4
Энергоэкономичность	0,15	4	4	4
Надежность	0,2	5	3	3
Безопасность	0,15	4	3	3
Простота эксплуатации	0,15	4	3	4
Итого	1	4,4	3,5	3,45

$$I_{испi} = \frac{4,4}{1} = 4,4$$

$$I_{испi} = \frac{3,5}{1} = 3,5$$

$$I_{испi} = \frac{3,45}{1} = 3,45$$

Из расчетов видно, что наиболее целесообразный вариант проекта разработки НТИ произведен в первом исполнении.

Сравнительная эффективность проекта ($\mathcal{E}_{ср}$):

$$\mathcal{E}_{ср} = \frac{I_{испi}}{I_{финр}}$$

Исходя из полученных данных, наиболее эффективным оказалась разработка под исполнением №1.

Таблица 18 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	1	1	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,4	3,5	3,45
3	Интегральный показатель эффективности	4,4	3,5	3,45
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,26	0,99	1,28

Заключение по разделу

Выполнив данную работу, выявили наиболее конкурентоспособное средство очистки внутренней полости трубопроводов, определили его сильные и слабые стороны. Согласно проведенным исследованиям, бюджет включает в себя учет всех ранее рассчитанных необходимых затрат, для проведения научных исследований. Согласно данным из таблицы 10, бюджетный фонд, сформированный для проведения научно-исследовательской работы, составил 334 881 руб.

					Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Лист
						74
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

8. Социальная ответственность

Введение

Согласно ГОСТ Р ИСО 26000-2012 [1], социальная ответственность – ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияние их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров.

В данном разделе рассматривается повышение надежности с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

Важнейшей задачей при ремонтно-восстановительных работах для повышения надежности магистрального газопровода является соблюдение правил и требований производственной и экологической безопасности.

Обеспечение безопасной жизнедеятельности человека в значительной степени зависит от правильной оценки опасных, вредных производственных факторов. Одинаковые по тяжести изменения в организме человека могут быть вызваны различными причинами. Это могут быть какие-либо факторы производственной среды, чрезмерная физическая и умственная нагрузка, нервно-эмоциональное напряжение, а также разное сочетание этих причин.

8.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Специальные правовые нормы трудового законодательства.

Компании, связанные с транспортировкой газовых сред по магистральным газопроводам, обязаны обеспечивать своих работников всеми материальными и социальными благами в соответствии с «Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ»[38].

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода		
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата			
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06	Социальная ответственность	Лит.	Лист
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06			Листов
Консульт.				17.06			75
Рук-ль		Брусник О.В.					116
						Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А	

В соответствии со статьей «Право работника на труд в условиях, отвечающих требованиям охраны труда» работник имеет право на:

- рабочее место;
- своевременную оплату;
- получение достоверной информации от работодателя об условиях и охране труда;
- отказ от выполнения работ в случае опасности для жизни;
- обеспечение средствами индивидуальной защиты;
- обучение за счет работодателя;
- медицинский осмотр и т.д;

Значительная часть магистральных газопроводов расположена в северной части страны. Работники, которые трудятся в условиях крайнего севера, имеют дополнительные льготы в соответствии с законом РФ от 19.02.1993 № 4520-1 «О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях» [39].

Одной из основных льгот, предоставляемых данной категории работников, является районный коэффициент. Согласно ст. 315 ТК РФ оплата труда в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях осуществляется с применением районных коэффициентов и процентных надбавок к заработной плате.

Кроме того, коэффициент начисляется на надбавки и доплаты к тарифным ставкам (должностным окладам) и компенсационные выплаты, связанные с режимом работы и условиями труда, к которым относятся надбавки [39]:

- за классность, звание по профессии, непрерывный стаж работы по специальности и т.д.;
- должностным лицам и гражданам, допущенным к государственной тайне;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		76

– за выслугу лет (непрерывную работу), а также вознаграждение за выслугу лет, выплачиваемое ежеквартально или единовременно;

– по итогам работы за год;

за условия труда при работе в ночное время, сменную работу, за совмещение профессий (должностей).

При этом в состав заработка, на который начисляется районный коэффициент, не включаются: процентные надбавки к заработной плате за работу в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, а также в южных районах Восточной Сибири и Дальнего Востока; все виды выплат по среднему заработку (отпускные, оплата обучения работников, направленных на профессиональную подготовку, повышение квалификации или обучение вторым профессиям, и др.); материальная помощь; единовременные поощрительные выплаты, не предусмотренные системой оплаты труда организации.

Северянам также должна выплачиваться процентная надбавка к заработной плате. В отличие от районного коэффициента при выплате надбавок необходимо учитывать стаж работы в данных районах или местностях. Размер 116 процентной надбавки и порядок ее выплаты (как и районный коэффициент) устанавливаются Правительством РФ.

Организационные мероприятия при компоновке рабочей среды

Трудоустройство вахтовым методом – самый распространённый вид работы на севере. Обычно длительность вахты составляет от одного месяца до трех в зависимости от условий труда. Работодатель должен обеспечить проживание, бесплатное питание и проезд до места работы, но сейчас в силу экономической обстановки, проезд зачастую оплачивается не полностью.

Хотя вахтовая работа подразумевает рабочий день не более 12 часов и не дольше одного месяца в целом, все же допускается и сверхурочная работа. Сверхурочная работа не должна превышать 4 часов в течение двух дней подряд и 120 часов в год. Все часы накапливаются, и ведет их полный учет непосредственно руководитель предприятия. Все те дни, которые отводятся

					Социальная ответственность	Лист
						77
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

для полноценного отдыха рабочих, находящихся на вахте, оплачиваются в размере установленного оклада, но без применения соответствующего районного коэффициента и процентной надбавки.

В соответствии с нормами трудового законодательства для женщин, работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях, устанавливается 36-часовая рабочая неделя, а заработная плата выплачивается в том же размере, что и при полной рабочей неделе. Соответственно, все время, отработанное за пределами указанной продолжительности, должно оплачиваться сверхурочно.

Лицам, работающим в районах Крайнего Севера, предоставляются дополнительные оплачиваемые отпуска продолжительностью 24 календарных дня, а лицам, работающим в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера, - 16 календарных дней.

Также организации обеспечивают своих работников пособиями по государственному социальному страхованию.

8.2 Производственная безопасность

В соответствии с СТО СТГ-01.16-61.0-2007 [7] «Объекты МГ относятся к опасным производственным объектам и зонам повышенного риска, в связи с тем, что:

- используются в технологических процессах, хранятся, транспортируются воспламеняющиеся, окисляющие, горючие, токсичные вещества;
- используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 МПа;
- используется оборудование, работающее при температуре нагрева воды более 115 °С;
- используются стационарно установленные грузоподъемные механизмы и др.»

					Социальная ответственность	Лист
						78
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

С точки зрения социальной ответственности целесообразно рассмотреть вредные и опасные факторы, возникающие при транспортировке природного газа.

8.2.1 Обзор вредных и опасных факторов на рабочем месте

Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов был выполнен в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 «Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [8].

В таблице 19 приведены основные вредные и опасные факторы, воздействующие на сотрудников линейного производственного управления магистральных газопроводов при выполнении работ повышенной опасности, в зависимости от места выполнения работ.

Таблица 19 – Производственные факторы, воздействующие на сотрудников линейного производственного управления магистральных газопроводов

Место	Наименование фактора	Вредные и опасные факторы
Промплощадка КС и территория, трубопроводы технологического, импульсного, топливного и пускового газа, агрегаты воздушного охлаждения газа, сосуды, работающие под давлением, блок подготовки пускового газа, подогреватели топливного и пускового газа	Опасные	Плохая видимость
		Плохие метеоусловия
		Обрушение зданий, установок
		Острые кромки и заусенцы, шероховатость на поверхности зданий и оборудования
		Близость кабелей электрического напряжения
		Движущиеся машины и механизмы
		Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны
		Повышенная или пониженная влажность воздуха
		Физические и эмоциональные перегрузки
	Вредные	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны
		Повышенная или пониженная влажность воздуха
		Физические и эмоциональные перегрузки

Газокомпрессорный цех	Опасные	Плохая видимость
		Обрушение зданий, установок
		Острые кромки и заусенцы, шероховатость на поверхности зданий и оборудования
		Близость кабелей электрического напряжения
		Движущиеся машины и механизмы
		Возможность загазованности рабочей зоны (CO, CH ₄)
	Вредные	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны
		Повышенная или пониженная влажность воздуха
		Физические и эмоциональные перегрузки
Склад горюче – смазочных материалов, маслопроводы	Опасные	Плохая видимость
		Плохие метеоусловия
		Обрушение зданий, установок
		Острые кромки и заусенцы, шероховатость на поверхности зданий и оборудования
		Близость кабелей электрического напряжения
		Движущиеся машины и механизмы
		Возможность загазованности рабочей зоны (CO, CH ₄)
	Вредные	Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны
		Повышенная или пониженная влажность воздуха
		Физические и эмоциональные перегрузки
		Плохая освещенность

К работам повышенной опасности, необходимо уделять особое внимание, так как при халатном отношении к требованиям охраны труда существует большая вероятность возникновения производственной опасности, а также риска для жизни и здоровья рабочего персонала.

При выполнении работ повышенной опасности руководитель обязан организовать выполнение мероприятий по техники безопасности, для предупреждения риска возникновения производственного травматизма, ежегодно утверждать перечень работ повышенной опасности в зависимости от специфики предприятия и выполняемых работ.

Рассмотрим основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы, представленные в таблице 19, при выполнении работ по транспортировке природного газа (табл. 20).

Таблица 20 - Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении ремонтно-восстановительных работ на магистральном газопроводе

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Проектирование	Эксплуатация	Ремонт	
1.Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	-	+	+	ГОСТ 12.0.003 -74 ССБТ [9]
2.Электрический ток	+	+	+	ГОСТ 12.1.019-79 ССБТ [10]
3.Повышенное значение напряжения	-	+	+	ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [11]
4.Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением	-	+	+	ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ [12]

5.Пожаровзрывоопасность на рабочем месте	-	+	+	НПБ 105-03 [13] ППБ 01-2003 [14] НПБ 110-99 [15] СНиП 21-01-02-85 [16]
6.Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны	+	+	+	СанПиН 2.2.4.548-96 [17] СНиП 2.04.05.86 [18]
7.Превышение уровней шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003–2014 [10] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [19]
8.Превышение уровней вибрации	-	+	+	ГОСТ 12.1.012–2004 ССБТ [20] СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [21]
9.Превышение уровней ионизирующих излучений	-	+	+	СП 2.6.1–758–99 [22]
10.Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03 [23] СП 52.13330.2011 [24]
11.Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны	-	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ [25]
12.Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми, пресмыкающимися	-	+	+	ГОСТ 12.1.008-78 ССБТ [26]

Для выполнения работ, представленных в таблице 20, требуется повышенные меры безопасности, ознакомление сотрудников с поставленными задачами и способами безопасных методов выполнения данных работ. Рассмотрим подробнее каждый из приведенных в таблице 20 факторов, возникающих при выполнении работ по техническому и технологическому повышению надежности магистральных газопроводов.

8.2.2 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, рабочей зоны

На здоровье человека существенное влияние оказывают микроклиматические условия производственной среды, которые складываются из температуры окружающего воздуха, его влажности, скорости движения и излучений от нагретых предметов.

Для поддержания параметров воздушной среды в помещениях КС, в соответствии с требованиями действующих санитарных и технологических норм, система вентиляции включает в себя:

- естественную вентиляцию во всех помещениях компрессорного цеха;
- приточно-отопительную вентиляцию в отсеках двигателя и нагнетателя;
- приточно-вытяжную вентиляцию в аккумуляторной, химлаборатории;
- вытяжную вентиляцию в помещениях мехмастерской, диспетчерской;
- установки кондиционирования воздуха;
- отопительные регистры с теплосетью.

При этом вентиляция должна обеспечивать:

- температурно-влажностный режим;
- предотвращение и снижение загазованности.

Работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены в зимнее время спецодеждой и спецобувью с повышенным суммарным тепловым сопротивлением, а также защитными масками для лица. При работах, связанных с ограниченностью движения, следует применять спецодежду и спецобувь со специальными видами обогрева [9]. Работники должны быть обучены мерам защиты от обморожения и оказанию доврачебной помощи.

Превышение уровней шума

Допустимый уровень шума составляет 80 дБА. Запрещается даже кратковременное пребывание в зоне с уровнями звукового давления, превышающими 135 дБА [10].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		83

К коллективным средствам и методам защиты от шума относятся:

-совершенствование технологии ремонта и своевременное обслуживание оборудования;

- использование средств звукоизоляции (звукоизолирующие кожухи);

- использование средств звукопоглощения.

Также необходимо использовать рациональные режимы труда и отдыха работников.

Источниками шума в ГПА с газотурбинным приводом являются всас компрессора, выхлоп турбины, корпус ГТУ и камеры сгорания, нагнетатель с присоединяемыми трубопроводами и другое вспомогательное оборудование ГТУ и КС.

Шум на ГЩУ, создаваемый системами управления цеха, работой персональных компьютеров, не превышает нормативные уровни шума. Сменный персонал может находиться на ГЩУ в течение всей рабочей смены без СИЗ органов слуха [9].

Превышение уровней вибрации

Для ГЩУ в соответствии с СН 2.2.4/2.1.8.566-96 [21] вибрация соответствует 3 категории типа «в» - технологическая вибрация, воздействующая на оператора на рабочих местах стационарных машин или передающиеся на рабочие места, не имеющие источников вибрации.

Используемые средства и методы защиты от вибрации - здание ГЩУ находится отдельно и не связано со зданиями ГТУ.

Значения уставки, определяющие предупреждающий и аварийный сигнал уровня вибрации, выводятся на ГЩУ с помощью программных средств. Абсолютные значения уставок уменьшаются с увеличением срока службы агрегата, так как ухудшается техническое состояние агрегата и вспомогательного оборудования.

Для обеспечения вибробезопасных условий труда при сборке и монтаже агрегата выполняется [20]: центровка и балансировка роторов.

					Социальная ответственность	Лист
						84
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Превышение уровней ионизирующих излучений

Основные профилактические мероприятия: уменьшение времени пребывания в зоне радиации; увеличение расстояния от источника излучения до работающего; установка защитных экранов; применение аппаратов с дистанционным управлением и другие.

Работающие с радиоактивными веществами должны быть обеспечены СИЗ от ионизирующих излучений в соответствии с санитарными правилами при работе с радиоактивными веществами и источниками ионизирующих излучений.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Для освещения зданий используются искусственные и естественные источники света.

Естественное освещение на ГЩУ создается природными источниками света через оконные проемы, обеспечивающие достаточную освещенность в помещении в светлое время суток. Искусственное освещение осуществляется в помещениях лампами накаливания и люминесцентными лампами.

На ГЩУ освещенность составляет 300 Лк, что соответствует норме IV разряда зрительных работ (средней точности), КЕО = 1,5 %. Естественное освещение (боковое) – является основным при работе в светлое время суток и обеспечивает КЕО = 1,5 %. Освещение на лестничных клетках, в коридорах, проходах, а также помещениях без постоянного присутствия обслуживающего персонала составляет 50 Лк [23].

Напряжение питания рабочего освещения во всех основных Социальная ответственность Лист 84 Изм Лист № докум Подп. Дата производственных помещениях осуществляется от двух независимых источников питания, на одном из которых постоянно будет напряжение. Кроме того, в помещениях предусмотрено аварийное освещение от аккумуляторной батареи [24].

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		85

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

Контроль воздушной среды должен проводиться в зоне дыхания при характерных производственных условиях посредством газоанализатора или рудничной лампы. Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). Предельно допустимая концентрация пыли, как вещества умеренно опасного, в воздухе рабочей зоны составляет 1,1-10 мг/м³, для природного газа ПДК равно 300 мг/м³ [25].

Согласно [27], ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;

- в качестве одорантов в основном применяют меркаптаны, в частности этилмеркаптан (C₂H₅SH), которые относятся ко 2-му классу опасности (вещества высокоопасные). ПДК в воздухе рабочей зоны по санитарным нормам 1 мг/м³;

- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);

- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);

- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Уменьшение неблагоприятного воздействия запыленности и загазованности воздуха достигается за счет регулярной вентиляции рабочей зоны.

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		86

Повреждения в результате контакта с животными, насекомыми,
пресмыкающимися

В летнее время года работающие на открытом воздухе должны быть обеспечены за счет предприятия СИЗ от гнуса и энцефалитного клеща [28].

**8.2.3 Анализ опасных производственных факторов и обоснование
мероприятий по их устранению**

Рассмотрим опасные производственные факторы, которые действуют или могут воздействовать на организм человека при выполнении работ по техническому и технологическому повышению надежности магистральных газопроводов, а также нормативные значения этих факторов и мероприятия, направленные на снижение или устранение этих факторов.

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

Скорость движения автотранспорта по строительной площадке и вблизи мест производства работ не должны превышать 10 км/час на прямых участках и 5 км/час на поворотах.

Движущиеся части производственного оборудования, являющиеся возможным источником травмоопасности, должны быть ограждены или расположены так, чтобы исключалась возможность прикасания к ним работающего или использованы другие средства (например, двуручное управление), предотвращающие травмирование.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица, имеющие на это право [12].

Электрический ток, повышенное значение напряжения

Источником поражения током является: электрические провода, вспомогательное оборудование работающие от электричества.

Электрический удар – это возбуждение живых тканей током, сопровождающееся сокращением мышц. Электрический ток, проходя через

					Социальная ответственность	Лист
						87
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

организм человека, оказывает на него сложное действие, включая термическое, электролитическое и биологическое.

Безопасность при работе обеспечивается применением различных технических и организационных мер:

- установка оградительных устройств;
- изоляция токопроводящих частей и её непрерывный контроль; согласно ПУЭ сопротивление изоляции должно быть не менее 0,5 - 10 Ом·м;
- защитное заземление, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов (СНиП 12.1.030-81.ССБТ).

В состав бригады входит электрик. К работе с электрооборудованием допускаются лица, прошедшие специальное обучение и имеющие соответствующую группу допуска по электробезопасности согласно “Перечню профессий и должностей работников службы ЛЭС, которые должны иметь соответствующую группу допуска по электробезопасности”. Весь состав проходит инструктаж по электробезопасности.

Все металлические корпуса сварочных аппаратов должны быть надежно заземлены. Электрическая проводка должна обязательно иметь неповрежденную изоляцию. Розетки и вилки должны быть исправными. Около розеток обязательно должна быть надпись о величине напряжения.

Допускаются к сварочным работам на газопроводе и газоопасном оборудовании сварщики, прошедшие курсовое обучение, проверку знаний (аттестацию) в соответствии с «Правилами аттестации сварщиков» и получившие удостоверение на право производства сварочных работ для способа и положения сварки, а также типа свариваемого металла, аналогичных предстоящим условиям сварки.

Сварщики и их помощники обязаны работать с применением соответствующих СИЗ, в том числе надевать спецодежду и спецобувь, а также пользоваться защитными щитком или маской. При потолочной сварке

					Социальная ответственность	Лист
						88
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

сварщик должен дополнительно надевать асбестовые или брезентовые нарукавники.

При сварке цветных металлов и сплавов, содержащих цинк, медь или свинец, сварщик должен пользоваться и соответствующим противогазом.

Газорезчики должны работать в очках со специальными светофильтрами.

При зачистке сварных швов от шлака и грата работники должны быть в предохранительных очках.

Для подвода тока к электродержателю должны применять гибкие изолированные провода, защищенные от повреждений. Запрещается применять провода с нарушенной изоляцией.

Сварочный аппарат и вспомогательные устройства должны располагать не ближе 20м от места огневой работы.

После окончания работы или перерыва в ней электросварочный аппарат должен быть выключен.

Оборудование и трубопроводы, работающие под давлением

При несоблюдении правил безопасности при изготовлении, монтаже и эксплуатации оборудование, работающее под высоким давлением, обладает повышенной опасностью.

Причинами разрушения или разгерметизации систем повышенного давления могут быть: внешние механические воздействия, старение систем (снижение механической прочности); нарушение технологического режима; конструкторские ошибки; изменение состояния герметизируемой среды; неисправности в контрольно-измерительных, регулирующих и предохранительных устройствах; ошибки обслуживающего персонала [12].

Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования, работающего под давлением, распространяются:

- работающие под давлением пара или газа свыше 0,07 МПа;
- на баллоны, предназначенные для транспортирования и хранения сжатых, сжиженных и растворенных газов под давлением свыше 0,07 МПа;

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		89

- на цистерны и бочки для транспортирования и хранения сжиженных газов, давление паров которых при температуре до 50 °С превышает давление 0,07 МПа;

- на цистерны и сосуды для транспортирования или хранения сжатых, сжиженных газов, жидкостей и сыпучих тел, в которых давление выше 0,07 МПа создается периодически.

Основным требованием к конструкции оборудования работающего под высоким давлением является надежность обеспечения безопасности при эксплуатации и возможности осмотра и ремонта. Специальные требования предъявляются к сварным швам. Они должны быть доступны для контроля при изготовлении, монтаже и эксплуатации, располагаться вне опор сосудов. Сварные швы делаются только стыковыми.

Пожаровзрывобезопасность на рабочем месте

Предотвращение пожаров и взрывов объединяется общим понятием – пожарная профилактика. Ее можно обеспечивать различными способами и средствами:

- технологическим,
- строительными,
- организационно-техническими.

Пожарная профилактика является важнейшей составной частью общей проблемы обеспечения пожаро-взрывобезопасности различных объектов, и поэтому ей уделяется первостепенное внимание при решении вопросов защиты объектов от пожаров и взрывов. При пожаре на людей воздействуют следующие опасные факторы:

- повышенная температура воздуха или отдельных предметов,
- открытый огонь и искры
- пониженное содержание кислорода в воздухе,
- взрывы,
- токсичные продукты сгорания, дым и т.д.

					Социальная ответственность	Лист
						90
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Основными причинами пожаров на производстве являются нарушение технологического режима работы оборудования, неисправность электрооборудования, самовозгорание различных материалов и другое. В соответствии с нормативным документом (ГОСТ 12.1.010-76 [40]) вероятность возникновения пожара или взрыва в течение года не должна превышать 10 (одной миллионной). Для предотвращения пожаров и взрывов необходимо исключить возможность образования горючей и взрывоопасной среды и предотвратить появление в этой среде источников зажигания. По пожарной опасности технологический процесс относится к категории А.

Ответственность за пожарную безопасность при строительстве магистрального газопровода возлагается на руководителя огневых работ. Приказ доводится до сведения всех работников, задействованных на огневых работах и знакомятся с приказом под роспись.

Требования пожарной безопасности при проведении огневых работ устанавливаются Правилами пожарной безопасности в Российской Федерации (ППБ 01-03) [41].

Обеспечение пожарной безопасности при проведении огневых работ осуществляет назначенное приказом лицо ответственное за проведение огневых работ, а при нескольких местах огневой работы, приказом назначается лицо ответственное за выполнение мероприятий обеспечивающих пожарную безопасность.

Лица, принимающие участие в огневых работах должны ежегодно проходить обучение по пожарно-техническому минимуму со сдачей экзамена.

Осмотр места проведения и согласование в наряде-допуске на выполнение огневых работ осуществляют:

- инженеры пожарной охраны, ГО и ЧС;
- командиры отделений ведомственной пожарной охраны (ВПО);

					Социальная ответственность	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		91

– лица ответственные за пожарную безопасность филиала (при отсутствии в штатах инженеров пожарной охраны, ГО и ЧС или командиров отделений ВПО).

При отсутствии оформленного в установленном порядке наряда - допуска или нарушения правил пожарной безопасности работы должны быть немедленно прекращены.

Места проведения огневых работ следует обеспечивать в необходимом количестве первичными средствами пожаротушения (огнетушители, лопаты, ёмкости с водой).

При проведении огневых работ на участках магистральных газопроводов в двух и более местах привлекать пожарные машины (пожарный автомобиль или мотопомпу).

В опасной зоне места проведения огневых работ запрещается курить, разводить костры применять открытый огонь.

Спецоборудование и транспортные средства, имеющее ДВС должны быть оснащены искрогасителями, а их электрооборудование и источники электроснабжения иметь исправную электросистему.

Сварщики и их помощники могут пользоваться теплоотражательными костюмами (ТОК-200).

Все принимающие непосредственное участие в огневых работах должны быть в сертифицированной спецодежде из термостойких материалов.

Хранение и транспортирование баллонов с газами должно осуществляться только с навинченными на их горловины предохранительными колпаками. При транспортировании баллонов нельзя допускать толчков и ударов. К месту сварочных работ баллоны должны доставляться на специальных тележках, носилках, санках.

Баллоны с газом при их хранении, транспортировании и эксплуатации должны быть защищены от действия солнечных лучей и других источников тепла.

					Социальная ответственность	Лист
						92
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

По окончании огневых работ необходимо используемые огнетушители перезарядить, пожарным автомобилям и мотопомпам провести техническое обслуживание, противопожарному инвентарю провести профилактическое обслуживание (заточка, подкраска и т.п.).

Каждый случай пожара, происшедшего в результате нарушения правил пожарной безопасности при проведении огневых работ, должен быть тщательно расследован специально созданной комиссией с составлением акта. По результатам расследования должны быть разработаны дополнительные мероприятия, направленные на предотвращение подобных случаев. При необходимости следует вносить изменения в данное дополнение.

8.3 Экологическая безопасность

Нормативы загрязняющих веществ в атмосферном воздухе

На основании СТО Газпром 060-2009 «Классификатор источников выбросов загрязняющих веществ дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром»» [32], нормативы загрязняющих веществ в атмосферном воздухе установлены в виде максимальных разовых и среднесуточных предельно допустимых концентраций с указанием класса опасности по лимитирующим показателям вредности в соответствии с санитарными правилами и нормами СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» [33].

					Социальная ответственность	Лист
						93
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Таблица 21 - Классификация вредных веществ, поступающих в атмосферу

Наименование вещества	Норматив вещества – концентрация, мг/м ³					
	населенных мест			рабочей зоны		
	м. р.	ср. сут.	Класс опасности	м. р.	ср. сут.	Класс опасности
Метан	50			7000		4
Азота (IV) оксид (Азота диоксид)	0,2	0,04	3	2		3
Азота (II) оксид (Азота оксид)	0,4	0,06	3	5		3

Согласно таблице 21, классы опасности веществ, для которых установлены только максимальные разовые ПДК, определены с учетом опасности развития рефлекторных реакций. Классы опасности веществ, для которых одновременно установлены максимально разовая и среднесуточная ПДК, определены с учетом опасности развития тех эффектов, развитие которых при действии конкретного вещества наиболее опасно.

Защита литосферы

Согласно [34], охрана земли — одно из приоритетных направлений деятельности ПАО «Газпром» в области экологии. Ведь именно земля становится главным объектом воздействия при добыче, транспортировке и переработке углеводородов.

«Газпром» стремится максимально уменьшать количество используемых территорий. Для этого применяется целый комплекс мероприятий: использование технологий блочно-модульного строительства промышленных сооружений из готовых элементов, кустовое расположение скважин на промыслах, прокладка систем многониточных газопроводов в едином техническом коридоре, а также внедрение методов горизонтального и наклонного бурения. Использование прогрессивных методов бурения, которые с каждым годом находят все более широкое применение в

деятельности компаний Группы «Газпром», позволяет сократить количество производственных отходов, уменьшить площади под их хранение, а также исключить нарушения и загрязнения земель при эксплуатации.

Как показано в [34], ПАО «Газпром» реализует масштабные программы повышения надежности трубопроводов, направленные на продление безаварийного ресурса эксплуатации трубопроводных систем. Главный принцип программы — использование превентивных мер, позволяющих своевременно выявлять дефекты и потенциальные очаги разрушения труб, не допуская возникновения аварийных ситуаций.

Помимо традиционных способов диагностирования компания внедряет инновационные, такие как внутритрубные диагностические снаряды. Так, специалисты ПАО «Газпром» разработали не имеющие аналогов в мире внутритрубные диагностические приборы для трубопроводов малых диаметров.

Кроме того, компания реализует проект «Зеленая сейсмика» — технологию сейсморазведки, сохраняющую деревья от вырубки. Традиционный подход требует создания широких просек, необходимых для проезда тяжелых вездеходов, где ширина приемных линий составляет 4 м, линий возбуждения — 4–5 м.

«Зеленая» сейсморазведка ведется с использованием бескабельного регистрирующего оборудования, которое можно устанавливать с помощью легкой техники. Это позволяет значительно сузить просеки или не создавать их совсем.

В 2019 году команда проекта нашла еще одно техническое решение, значительно усиливающее эффект технологии: криволинейные профили. Их прокладывают в обход больших деревьев, практически не повреждая лес. В 2020 году проведены опытно-промышленные испытания этого подхода.

					Социальная ответственность	Лист
						95
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Защита гидросферы

Ключевым элементом в области снижения влияния объектов производства на водные ресурсы является уменьшение забора воды и качество очистительных процедур.

Помимо этого, многие дочерние общества и организации ПАО «Газпром» выполняют важную социальную функцию по водообеспечению населенных пунктов, а также принимают на свои очистные сооружения их стоки.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация – это обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

Чрезвычайные ситуации на магистральном газопроводе могут возникнуть по различным причинам, например:

- разрывы газопровода;
- влажный климат, длительные и сильные морозы;
- пожары;
- террористические акты;

Ликвидация аварий на газопроводе начинается с отключения его поврежденного участка и перекрытия газопровода запорными устройствами (замками, задвижками). При разрывах труб газопровода концы их заделывают деревянными пробками, обмазывают глиной или обматывают листовой резиной, трещины на трубах заваривают или заделывают, устанавливая муфты. При воспламенении газа его давление в газопроводе снижают, после чего пламя гасят песком, землей, глиной, набрасывают на газопровод мокрый брезент, а затем засыпают землей и поливают водой.

					Социальная ответственность	Лист
						96
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Одним из наиболее эффективных способов тушения пожара является введение газовых средств тушения в магистраль, по которой поступает горючий газ. В газопроводе просверливают отверстие и через него подают огнегасительный газ (двуокись углерода, инертные газы), расход которого должен в 2-5 раз превышать расход горючего газа. Одновременно с тушением пожара на газопроводе необходимо осуществлять его охлаждение. Во избежание разрушений, деформаций и разрывов нельзя допускать попадание воды на оборудование и газопровод, которые по условиям технологического процесса работают при высоких температурах.

При разрушении газопровода работники обязаны обеспечить все необходимые мероприятия для снижения последствий аварии. В перечень мероприятий входит:

- анализ аварии и ее опасности;
- если необходимо, то провести эвакуацию населения и техники вблизи аварии;
- провести мероприятия по устранению аварии (термостабилизация грунта);
- рекультивация земель в районе аварии.

Газоперекачивающие организации обязаны следить за негативным влиянием их деятельности на окружающую среду, и защищать население от чрезвычайных ситуаций. В основу управления положен закон РФ «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера»[42].

Согласно [42] комплекс мероприятий по защите населения включает:

- оповещение населения об опасности, его информирование о порядке действий в сложившихся чрезвычайных условиях;
- эвакуационные мероприятия;
- меры по инженерной защите населения;

					Социальная ответственность	Лист
						97
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

- меры радиационной и химической защиты;
- медицинские мероприятия;
- подготовку населения в области защиты от чрезвычайных ситуаций.

					Социальная ответственность	Лист
						98
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Вывод по разделу

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается повышение надежности магистрального газопровода с точки зрения безопасности жизнедеятельности в соответствии с трудовым законодательством.

В результате работы был произведен анализ вредных и опасных факторов на магистральном газопроводе, рассмотрено влияние каждого из факторов на производственную безопасность и методы защиты от них.

Также, было рассмотрено воздействие вредных факторов на окружающую среду, затронуты вопросы защиты атмосферы, гидросферы, литосферы, приводится список природоохранных мероприятий, обеспечивающих экологическую безопасность при производственном процессе.

При анализе вероятных ЧС было определено, что наиболее типичными и опасными являются ЧС техногенного характера, такие как: возпламенение масла, взрыв топливного газа, короткое замыкание, разрушение оборудования и агрегатов.

Также были рассмотрены необходимые действия при возникновении чрезвычайных ситуаций.

					Социальная ответственность	Лист
						99
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		

Заключение

В данной выпускной квалификационной работе были проанализированы состав и основные характеристики объекта исследования. Был сделан вывод, что эксплуатация трубопроводов в районах крайнего севера и в зоне расположения болот значительно влияет на показатели надежности.

Также были рассмотрены основные показатели надежности оборудования линейной части трубопроводов. Был рассмотрен метод минимальных путей и сечений для оценки работоспособности магистрального газопровода.

В работе были определены различные способы, виды и методы технического диагностирования трубопроводов. В результате, наиболее оптимальным методом диагностирования выбрана внутритрубная дефектоскопия с помощью магнитных снарядов.

Для линейного участка магистрального газопровода исследуемого объекта проведена оценка прочностных параметров участка для обеспечения условий надежной эксплуатации. Как показали расчеты, условия надежности рассматриваемого линейного участка выполняются.

В результате проделанной работы были выработаны рекомендации конструктивного и организационного характера, направленные на повышение надежности газопроводов на стадиях проектирования, строительства и эксплуатации

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата				
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06	Заключение	Лит.	Лист	Листов
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06			100	116
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

Список использованных источников

1. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200097847> (дата обращения 24.04.2021 г.).
2. ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
3. ГОСТ 21889-76. ССБТ. Система «Человек-машина». Кресло человека-оператора. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200012832> (дата обращения 24.04.2021 г.).
4. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
5. ГОСТ 12.2.032-78. ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
6. Р 2.2.2006-05. Гигиена труда. Руководство по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса. Критерии и классификация условий труда. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
7. СТО СТГ-01.16-61.0-2007. Положение о порядке согласования производства работ сторонними организациями в охранных зонах объектов магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021г.).

					Разработка комплекса технических мероприятий, направленных на повышение надежности магистрального газопровода			
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата	Список использованных источников	Лит.	Лист	Листов
Разраб.		Овчаров П.А.		17.06				
Руковод.		Рудаченко А.В.		17.06			101	116
Консульт.				17.06		Отделение нефтегазового дела Группа 2Б7А		
Рук-ль		Брусник О.В.						

8. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
9. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24. 04.2021 г.).
- 10.ГОСТ 12.1.003–2014. ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24. 04.2021 г.).
- 11.ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24. 04.2021 г.).
- 12.ГОСТ 12.2.003–91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24. 04.2021 г.).
- 13.НПБ 105-03. Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
- 14.ППБ 01-2003. Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
- 15.НПБ 110-99. Перечень зданий, сооружений, помещений и оборудования, подлежащих защите автоматическими установками пожаротушения и автоматической пожарной сигнализацией. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
- 16.СНиП 21-01-02-85. Противопожарные нормы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).

17. СанПиН 2.2.4.548-96. Физические факторы производственной среды. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: [http://www/docs.cntd.ru](http://www.docs.cntd.ru) (дата обращения 24.04.2021 г.).
18. СНиП 2.04.05-86. Отопление, вентиляция и кондиционирование. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
19. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.05.2020 г.).
20. ГОСТ 12.1.012–2004. ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.06.2021 г.).
21. СН 2.2.4/2.1.8.566-96. Производственная вибрация, вибрация в помещениях жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
22. СП 2.6.1–758–99. Ионизирующее излучение, радиационная безопасность нормы радиационной безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 24.04.2021 г.).
23. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278–03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещённому освещению жилых и общественных зданий. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
24. СП 52.13330.2011. Естественное и искусственное освещение. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
25. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).

- 26.ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 27.Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/1200003166> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 28.ГОСТ 12.1.008-78. ССБТ. Биологическая безопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 29.ГОСТ 12.1.019-79. ССБТ. Электробезопасность. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/5200302> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 30.ГОСТ 17.1.3.13-86. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране поверхностных вод от загрязнений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 31.ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www/docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 32.СТО Газпром 060-2009. Классификатор источников выбросов загрязняющих веществ дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром». [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://samara-tr.gazprom.ru/d/textpage/8e/142/sto-gazprom-060-2009-klassifikator-istchnikov-vybrosov-zagryazny.pdf> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 33.СанПиН 1.2.3685-21. Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/573500115> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 34.Воздействие на окружающую среду. Охрана природы. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.gazprom.ru/nature/environmental-impact/> (дата обращения 15.05.2021 г.).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		104

- 35.ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в ЧС. Защита населения. Основные положения. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 36.ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.docs.cntd.ru> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 37.И. А. Леонович, А. М. Ревазов. Основные принципы формирования системы предупреждения аварийных и чрезвычайных ситуаций на КС МГ. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://core.ac.uk/download/pdf/81662777.pdf> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 38.Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ. – Собрание законодательства, 2001. – 18-21 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_34683/ (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 39.О государственных гарантиях и компенсациях для лиц, работающих и проживающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях: Закон РФ от 19.02.1993 № 4520-1. – Собрание законодательства, 1993. – С. 8– 11. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_1786/ (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 40.ГОСТ 12.1.010-76 ССБТ. Взрывобезопасность. Общие требования. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://docs.cntd.ru/document/5200270> (дата обращения 15.05.2021 г.).
- 41.ППБ 01-03 Правила пожарной безопасности в Российской Федерации. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_43497/0b93cc757b53bbc86c687d43202078da6ee812d4/ (дата обращения 15.05.2021 г.).

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		105

42. О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера: Федеральный закон от 21.12.1994г. № 68-ФЗ. – Собрание законодательства, 1994. – 13 с. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_5295/ (дата обращения 15.05.2021 г.).
43. СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 Внутритрубное техническое диагностирование.
44. СТО Газпром 2-2.3-112 Методические указания по оценке работоспособности участков газопроводов с коррозионными дефектами.
45. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов
46. СТО Газпром 2-2.3-173 Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением.
47. Р Газпром 2-2.3-620-2011 Методика расчета показателей надежности при эксплуатации объектов линейной части магистральных газопроводов единой системы газоснабжения ОАО Газпром.
48. Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС
49. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы
50. Васин О.Е., Югай В.М., Садртдинов Р.А., Подмогаев В.А., Гейцан В.Б., Кареев Н.К., Селиванов А.А. Атлас дефектов
51. РД 51-4.2.-003-97 Методические рекомендации по расчетам конструктивной надежности магистральных газопроводов. Приказ РАО "Газпром" от 24 апреля 1997 г.
52. СТО Газпром 2-2.3-361-2009 Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов.
53. СТО Газпром 2-2.3-253-2009 Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов

					Список использованных источников	Лист
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		106

- 54.Эксплуатация и реконструкция трубопроводных магистралей / Г. Н. Поляков, Е. И. Яковлев, А. С. Пиотровский, А. Е. Яковлев.
- 55.Техническая диагностика трубопроводных систем / Г. Н. Поляков, А. С. Пиотровский, Е. И. Яковлев
- 56.Р Газпром 2-2.3-919-2015. Основное и вспомогательное оборудование для внутритрубного диагностирования. Технические требования
- 57.Р Газпром 2-2.3-806-2014 Методика испытаний оборудования для внутритрубной дефектоскопии трубопроводов.
- 58.СТО Газпром 2-2.3-1059-2016 Комплексное техническое диагностирование подводных переходов магистральных газопроводов. Общие положения.
- 59.СТО Газпром 2-2.3-1050-2016 Внутритрубное техническое диагностирование. Требования к проведению, приемке и использованию результатов диагностирования
- 60.Р Газпром 2-2.4-781-2014. Методика дистанционного контроля потенциально опасных участков магистральных газопроводов.
- 61.Р Газпром 2-2.3-903-2014. Методика расчета рисков на основе динамической оценки опасности природных процессов.
- 62.Методика определения характеристик грунтов, провоцирующих КРН металла на магистральных газопроводах.

					Список использованных источников	Лист
						107
Изм.	Лист	№ докум.	Подпись	Дата		